

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Методы локализации выноса песка на водозаборных скважинах Ванкорского
нефтегазового месторождения

Руководитель _____ доцент, к.т.н.
подпись, дата

Н.Д. Булчаев

Выпускник _____
подпись, дата

В.В. Мелихов

Консультант:
Безопасность и экологичность _____
подпись, дата

Е.В.Мусяченко

Нормоконтролер _____
подпись, дата

С. В. Коржова

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« ____ » _____ 20 ____ г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Мелихову Владимиру Владимировичу

Группа ЗНБ 12-04

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Методы локализации выноса песка на водозаборных скважинах Ванкорского нефтегазового месторождения

Утверждена приказом по университету № 6612/с от 24.05.2017 г.

Руководитель ВКР заведующий кафедрой РЭНГМ, доцент, канд. техн. наук
Н.Д. Булчаев, ИНиГ, СФУ

Исходные данные для ВКР: Научные статьи и научно-техническая литература по нефтегазовому профилю

Перечень разделов ВКР

1. Общие сведения о месторождении.
2. Описание технологического процесса и технологической схемы системы поддержания пластового давления.
3. Возможные осложнения, возникающие при эксплуатации установки электроцентробежного насоса. Теоретическое обоснование необходимости борьбы с выносом мехпримесей.
4. Обзор методов локализации пескопроявления, применяемых в мире.
5. Выбор противопесочного фильтра для водозаборных скважин Ванкорского месторождения.
6. Безопасность и экологичность проекта.

Руководитель

подпись

Н.Д. Булчаев

Задание принял к исполнению

подпись

В.В. Мелихов

« ____ » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Методы локализации выноса песка на водозаборных скважинах Ванкорского нефтегазового месторождения» содержит 70 страниц, 33 рисунка, 7 таблиц, 28 источников литературы.

ВАНКОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, УЭЦН, ВОДОЗАБОРНЫЕ СКВАЖИНЫ, ПРОТИВОПЕСОЧНЫЕ ФИЛЬТРЫ, ГРАВИЙНАЯ НАБИВКА.

В данной бакалаврской работе рассмотрены общие сведения о Ванкорском газонефтяном месторождении, описан технологический процесс системы поддержания пластового давления. В технологической части работы проанализированы осложнения при эксплуатации глубинного оборудования, теоретически обоснована необходимость борьбы с пескопроявлением, изучены основные методы, применяемые в мировой практике. В исследовательской части проанализированы показатели эффективности применяемых на месторождении фильтров для защитного оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Общие сведения о месторождении.....	7
1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	9
1.2 Нефтегазоносность пластов	10
1.3 Коллекторские свойства продуктивных коллекторов.....	11
1.4 Физико-химические свойства нефти и газа залежей месторождения	12
1.5 Запасы нефти и газа	13
2 Описание технологического процесса и технологической схемы системы поддержания пластового давления.....	17
3 Возможные осложнения, возникающие при эксплуатации установки электроцентробежного насоса. Теоретическое обоснование необходимости борьбы с выносом мехпримесей.....	20
4 Обзор методов локализации пескопроявления, применяемых в мире	22
4.1 Источники механических примесей.....	22
4.2 Классификация методов борьбы с мехпримесями	22
4.2.1 Технологические методы предотвращения выноса мехпримесей.	
Регулирование депрессии на пласт	24
4.2.2 Химические методы уплотнения несцементированных пластов.....	26
4.2.3 Механические методы защиты насосного оборудования.....	27
4.2.3.1 Сетчатые и щелевые скважинные фильтры	27
4.2.3.2 Гравийная набивка	29
4.2.3.3 Технология расширяющихся фильтров компании «Weatherford».....	32
5 Выбор противопесочного фильтра для водозаборных скважин Ванкорского месторождения	33
5.1 Анализ размеров частиц	33
5.2 Выбор метода локализации выноса песка	35
5.3 Опытно-промышленные испытания	36
5.3.1 Анализ испытания щелевого противопесочного фильтра скважины ВЗ -	37
5.3.2 Анализ испытания щелевого противопесочного скважины ВЗ - 3.....	38
5.3.3 Анализ испытания сетчатого противопесочного фильтра скважины ВЗ - 5	38
5.3.4 Анализ испытания сетчатого противопесочного фильтра скважины ВЗ - 12	39
5.3.5 Пассивные системы контроля притока.....	44
5.3.6 Гравийные фильтры.	48
6 Безопасность и экологичность проекта	55
6.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	56
6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	57
6.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования	58

6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	60
6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	62
6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.	63
6.7. Экологичность проекта.....	64
Заключение	67
Список сокращений	68
Список использованных источников	69

ВВЕДЕНИЕ

Современные условия деятельности нефтегазодобывающей отрасли характеризуются тенденцией уменьшения объемов добычи нефти из длительно эксплуатируемых месторождений, увеличением доли находящихся в разработке сложно-построенных нефтяных залежей, количества мало - и среднедебитных скважин. Эксплуатация скважин в таких условиях сопровождается многочисленными осложнениями. Поздняя стадия разработки нефтяных месторождений характеризуется высокой обводненностью продукции, содержанием в ее составе значительных количеств механических примесей, образованием в стволе различных органических и неорганических отложений, интенсификацией процессов коррозии оборудования и т.д.

На поздней стадии разработки нефтяных месторождений, когда форсированные режимы работы скважин являются одним из решающих факторов увеличения объемов добычи нефти, применение высокопроизводительных установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) особенно оправдано, однако при этом эксплуатация этих установок происходит с большим количеством осложнений. Факторов влияющих на работу УЭЦН очень много - начиная от конструкции скважины, до процессов, проходящих в пласте и стволе скважины. Совокупность всех осложнений приводит к резкому снижению эффективности работы УЭЦН. В связи с этим становятся актуальными разработки по улучшению технологических показателей работы насоса и всей установки в целом.

К наиболее существенным осложнениям в эксплуатации скважин относятся присутствие в добываемой жидкости механических примесей, отложения на поверхности оборудования солей, продуктов коррозии, парафина, различных смол и асфальтенов, гидратов. Все эти факторы осложняют процесс разработки нефтяных месторождений и повышают издержки производства.

Присутствие в добываемой продукции механических примесей имеет место во многих нефтедобывающих регионах России и зарубежных стран. Будучи абразивным материалом, они вызывают истирание оборудования, уменьшают ресурс электроприводных центробежных насосов, подъемных труб и т.д. Выносимый из пласта песок образует песчаные пробки на забое, скапливается в погружных насосах. Результатом этого является преждевременный выход из строя какого-либо элемента конструкции установки и ухудшение таких показателей, как средняя наработка на отказ (СНО), межремонтный период работы (МРП).

Уменьшение МРП основных средств, ремонт или покупка нового оборудования способствуют повышению себестоимости добываемого продукта и снижению рентабельности производства. Поэтому необходимо изучать, искать методы уменьшения пескопроявления и принимать эффективные меры в борьбе с отрицательным его воздействием на процесс нефтегазодобычи.

Целью работы является анализ существующих методов защиты электроцентробежных насосов от выносимого из пласта песка, применяемых в системе поддержания пластового давления Ванкорского месторождения.

Основные задачи исследования:

- 1) Изучение основных осложняющих факторов при эксплуатации водозаборных скважин.
- 2) Определение влияния механических примесей на показатели работы электроцентробежного насоса.
- 3) Изучение существующих методов локализации песка, применяемых в мире.
- 4) Анализ показателей эффективности методов, применяемых в системе поддержания пластового давления Ванкорского месторождения.

1 Общие сведения о месторождении

Ванкорское газонефтяное месторождение открыто в 1988 году и административно расположено на территории Туруханского района Красноярского края и лишь его северная часть частично находится на территории Дудинского района Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа. Владелец лицензии на право геологического изучения и добычи нефти и газа является ЗАО «Ванкорнефть».

Рельеф местности равнинный (преобладающие высоты 20-60 м, макс. 100м). Значительная площадь ее сильно заболочена, имеются многочисленные озера. Поверхность равнины плоская и лишь изредка возвышаются одиночные холмы (сопки) высотой до 100 м.

Вершины холмов округлые или плоские, склоны расчленены густой сетью речных долин.

Район изобилует реками и озерами. Наиболее крупной рекой в районе работ является р. Лодочная, протекающая в 1 км на юго-восток от места заложения скважины. Река Лодочная является притоком р. Большая Хета, не судоходна, ширина до 50 м, глубина от 0,3 до 2 м, скорость течения 0,3-0,5 м/сек.

Самые крупные озера имеют площадь 15-20 км². Берега озер низкие, дно песчаное или вязкое, вода в них пресная. Снабжение буровой питьевой и технической водой осуществляется из ближайшего озера, расположенного в 300 м.

По данным Игарской научно-исследовательской мерзлотной станции Сибирского отделения АН РФ, основанным на температурных замерах в поисковых и разведочных скважинах Ванкорского и Сузунского месторождений определено, что толщина многолетнемерзлых пород на лицензионном участке составляет 470-575 м, при средней их температуре - 2,5°C.

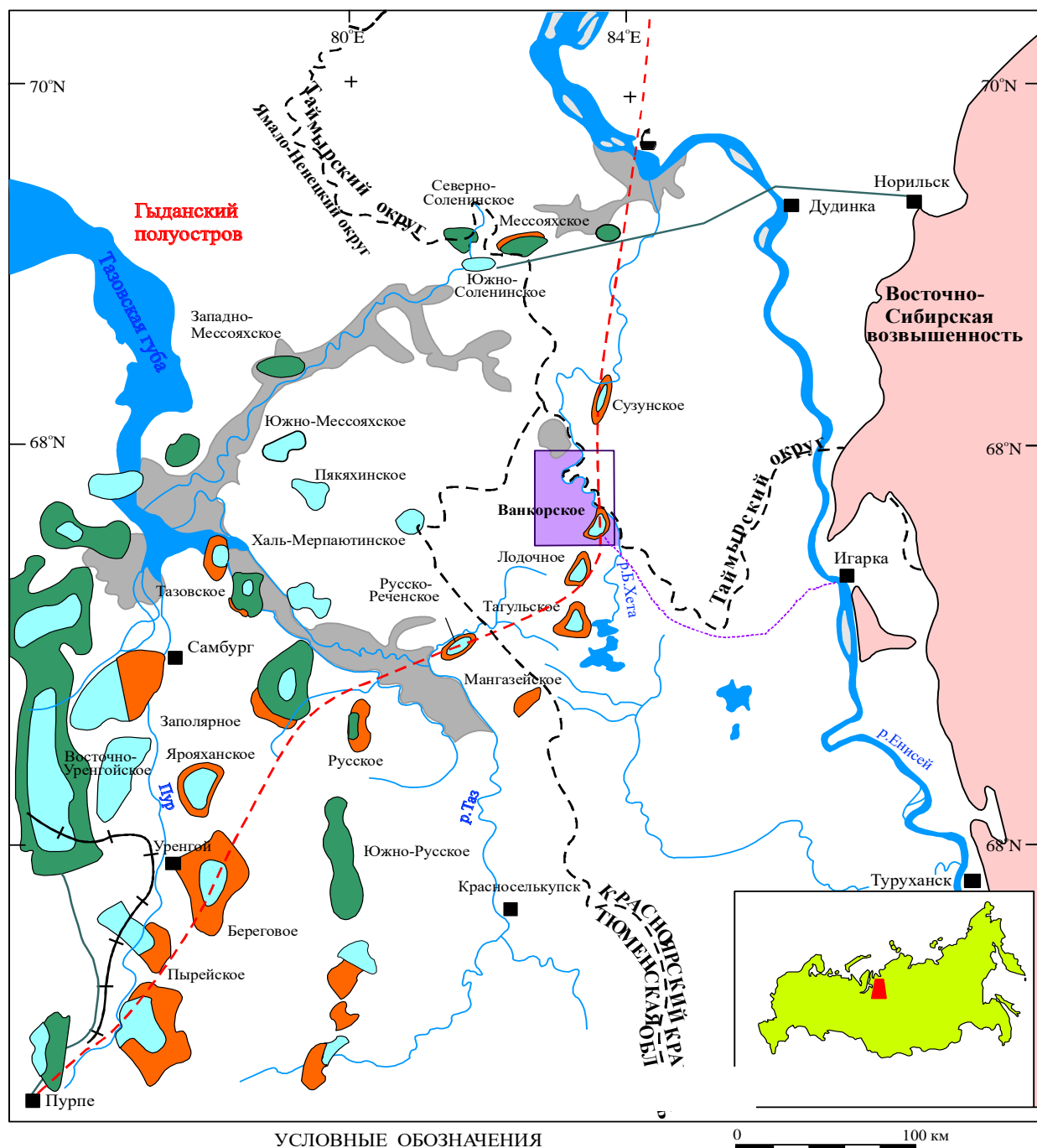


Рисунок 1 – Обзорная карта района месторождения

Температурный режим верхнего слоя грунтов формируется исключительно под влиянием современных условий теплообмена в системе грунт-атмосфера. Особая роль в этом принадлежит толщине снежного покрова. Исследования показали, что при средней толщине снега 64 см среднегодовая

величина отепляющего влияния снежного покрова составляет около 7°C при средней многолетней температуре этого региона -8,7°C.

Величина геотермического градиента ниже зоны отрицательных температур составляет 2,37-2,78 °C/100 м. Прогнозная температура пород на глубинах 2 км и 3 км соответственно равна 44°C и 68°C.

Растительный и животный мир характерен для зоны лесотундры. Деловой древесины в районе работ нет. Площадь сельхозугодий менее 20 %.

Климат района арктический: суровая продолжительная зима, короткое прохладное лето. Среднегодовая температура воздуха отрицательная: -10, -11 °C. Наиболее теплый месяц года - июль, средняя температура воздуха в июле +16°C, в отдельные дни до +30°C. Наиболее холодные месяцы - январь, февраль, средняя температура -26°C, а в отдельные дни температура воздуха опускается до -57°C.

Ванкорское месторождение рассматривается как первоочередной объект создания нового центра нефтедобывающей промышленности на севере Красноярского края и от скорейшего его вовлечения в промышленную разработку зависит развитие нефтяной промышленности края в целом.

Представим карту Ванкорского месторождения на рисунке 1.

1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В разрезе нижнего мела выделены нижнехетская, суходудинская, яковлевская и нижняя часть долганской свиты [1].

Нижнехетская свита (K_{1br-v_1}) в объеме берриаса и низов валанжина в пределах месторождения пользуется повсеместным распространением и представлена преимущественно глинистыми породами с прослоями алевролитов и песчаников.

Глины и аргиллиты темно-серые, плитчатые, с голубоватым оттенком, тонкослоистые, слабо песчанистые, с обугленными растительными остатками и обломками фауны. Песчаники и алевролиты светло-серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, слюдистые, местами известковистые, плотные.

В средней части свиты выделяется два песчаных продуктивных пласта (Нх- III, Нх-IV), общей толщиной около 80м, а в верхней части – песчаная пачка Нх-I, толщиной порядка 10м с доказанной нефтенасыщенностью.

К кровле пласта Нх-I приурочен отражающий сейсмический горизонт I^D . Максимальная вскрытая толщина отложений нижнехетской свиты в скважине ВН-4 – 441 м.

Яковлевская свита ($K_{1a_1-a_3}$) на месторождении представлена частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с преобладанием глинистых разностей, обогащенных линзовидными прослоями углей. Песчаники серые, желтовато-серые, мелко-среднезернистые, кварцполевошпатовые, с прослоями углистых аргиллитов. С пластами Як I-VII связана нефтегазоносность разреза свиты. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, с зеленоватым оттенком,

тонкослоистые, плитчатые. В продуктивной части свиты прослеживается сейсмический горизонт I^Б. Толщина отложений свиты – 432-441 м

В разрезе верхнего мела выделена долганская свита, охватывающая отложения сеноманского яруса и частично верхов альба, дорожковская свита в составе нижнего турона, насоновская (верхний турон-сантон), а так же салпадаяхинская и танамская свиты в составе кампанского и маастрихтского ярусов.

Отложения долганской свиты (K₁al₃-K₂s) согласно перекрывают породы яковлевской свиты и представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина песков и песчаников достигает нескольких сот метров. Песчаники серые, светло-серые, разномеристые, кварцполевошпатовые, нередко косослоистые. С прослоями песчаников на месторождении связаны продуктивные газоносные пласты Дл I-III. Алевролиты и аргиллиты зеленовато-серые, кварцполевошпатовые, встречаются аркозовые разности. В кровле долганской свиты выделен сейсмический отражающий горизонт I^А. Толщина отложений свиты 305-322 м.

1.2 Нефтегазоносность пластов

Промышленные притоки нефти и газа Ванкорского месторождения связаны с продуктивными пластами долганской свиты (пласты Дл-I) яковлевской свиты (пласты Як-1, Як-II-VII) и нижнехетской свиты (пласт Нх-I, Нх-III-IV).

Технологической схемой разработки месторождения предусматривается разбуривание залежей пластов Як-II-VII, Нх-I, Нх-III-IV.

Залежь пласта Як-II-VII. Залежь пласта Як-II-VII является газонефтяной, вскрыта на Северном и Южном куполах. На Северном куполе в скважине СВ-1 из интервала 1666-1672 м получен приток нефти дебитом 134 м³/сутки на штуцере 8 мм при депрессии 1,3 МПа, а из интервалов 1654-1658, 1646-1651 и 1638-1642 м получен приток газа дебитом 205,7 тыс.м³/сут. на шайбе 10 мм при депрессии 1,7 МПа.

На Южном куполе притоки нефти получены в скважинах ВН-6 и ВН-10 в интервале 1640-1688 м, были получены притоки нефти дебитом 21,7 – 74 м³/сут, а из нижнего объекта - нефть с водой дебитом 36 и 4,2 м³/сут соответственно. В скважине ВН-10 приток нефти дебитом 37,1 м³/сут получен из интервала 1686 – 1700 м, на штуцере 6мм при депрессии 11,6 МПа.

Эффективные толщины рассматриваемого пласта колеблются в пределах 51-71м. Количество песчаных прослоев по скважинам достигает 17-20. Вскрытые газонасыщенные толщины составляют 0,8-18,5м, нефтенасыщенные – 12,1-30,7м. Водонефтяной контакт был принят на отметке –1643±2,8 м, а ГНК 1601 м. По типу залежь пластовая, сводовая. Ее размеры 26 х 9 км, высота – 70 м.

Залежь пласта Нх-I. Нефтяная залежь пласта Нх-I установлена в пределах обоих куполов и вскрыта в 6 скважинах. На Северном куполе в скважине СВ-1

приток не получен, а на Южном куполе притоки нефти составили 35,7 – 49,6 м³/сут на штуцере 9 и 6 мм.

Залежь является пластовой, сводовой, размеры ее 30 x 10 км, высотой 85 м. ВНК принят по наиболее низкой отметке подошвы нефтенасыщенного коллектора – 2635 м, установленной по данным ГИС.

В сводовой части залежи нефтенасыщенный коллектор, представленный прослоями песчаников и алевролитов, вскрыт на отметках – 2543-2565 м, а на крыльях и периклиналях – -2614-2620 м. Эффективные толщины песчаных прослоев составляют 0,2 – 3,8 м, при суммарных значениях – 1,0 – 11,0 м.

Залежь пластов Нх-III–IV Газонефтяная залежь пластов Нх-III–IV развита в пределах обоих куполов месторождения, является пластовой, сводовой. Кровля продуктивных коллекторов залегает на глубинах 2725-2785 м на абсолютных отметках – 2670-2729 м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 24,4 до 31,8 м, а максимальные газонасыщенные достигают 36 м.

По результатам интерпретации материалов ГИС и испытаний поисково-разведочных скважин водонефтяной контакт принят на абсолютных отметках минус 2753 м– 2760 м, газо-водяной контакт принят на отметках минус 2721-2927 м.

В пределах Северного купола опробована скважина СВ-1, в которой из интервалов 2755-2761 и 2768-2777 получены притоки нефти дебитом 178,8 и 277,2 м³/сут на штуцере 8 и 10 мм соответственно. На Южном куполе опробование нефтяной и газовой частей залежи выполнено в 4^х скважинах (ВН-4, ВН-5, ВН-9 и ВН-10).

Во всех скважинах, вскрывших залежь, получены промышленные притоки нефти и газа. Дебиты нефти изменялись в широких пределах, составляя 14,2 м³/сут (скв.ВН-5), 182,5 м³/сут (скв.ВН-10) на штуцере диаметром 3 и 8 мм соответственно, а газа, – 154,9 тыс. м³/сут на шайбе 9 мм (скв. ВН-4). Размеры залежи 22 x 7 км, высота газовой шапки около 70 м, нефтенасыщенной части пласта – 30 м. Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения предполагается бурение кустовых наклонно направленных и горизонтальных скважин.

1.3 Коллекторские свойства продуктивных коллекторов

Коллекторы горизонта Як-III-VII яковлевской свиты представлены слаболифтифицированными алевролитовыми песчаниками, преимущественно массивной текстуры. Кое-где встречаются тонкие косые прерывистые прослойки углистого материала и темной слюды. По вещественному составу песчаники относятся к аркозовым.

Породы неравномерно карбонатизированы. Содержание кальцита изменяется от 1 до 18 %.

Пористость по керну достигает 32,9%, проницаемость 1950 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 24,2%, а средняя проницаемость – 300,3 мД. Средняя величина водонасыщенности – 32,9% .

По данным ГИС среднее значение пористости 29,7% (197 определений), средняя проницаемость – 512,4 мД, а средняя величина коэффициента нефтенасыщенности составляет 53,7% (87 определений).

Покрышкой продуктивного горизонта служит пачка алевроито-глинистых пород толщиной до 20 м. Породы покрышки керном не охарактеризованы.

Коллекторы горизонта Нх-I, III-IV нижнехетской свиты сложены песчаниками массивной текстуры, карбонатизированными (от 2 до 23%). Присутствие карбонатного материала снижает коллекторские свойства.

Пористость по керну достигает 30,2%, проницаемость 1387 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 17,9%, а средняя проницаемость – 50,1 мД.

Средняя величина коэффициента водонасыщенности – 49,8% .

По данным ГИС средняя пористость равна 19,8%, средняя проницаемость – 42,3 мД а средняя нефтенасыщенность составляет 50,8%.

Покрышками для коллекторов нижнехетской свиты служат глинисто-алевролитовые отложения.

1.4 Физико-химические свойства нефти и газа залежей месторождения

Глубинные пробы в пределах месторождения были отобраны в 7 скважинах. Пробы отбирались при испытании пластов Нх-I, Нх-III-IV и Як-III-VII. По Нх-I была отобрана одна проба в скважине Внк-10. По пласту Нх-III-IV были отобраны 7 проб по четырем скважинам. По пласту Як-III-VII отобрано 5 проб из трех скважин, все пробы являются представительными.

Свойства пластовых нефтей по глубинным пробам представлены в таблице 1

Таблица 1 – Свойства пластовой нефти

Наименование	Продуктивные пласты		
	Як-II-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Давление насыщения газом, МПа	11,6	19,0	21,4
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, м ³ /м ³	25,3	115,5	109,8
м ³ /т	28	139,0	128,0
Объемный коэффициент при Рпл и тпл			
однократное разгазирование, доли ед.	-	-	1,30
дифференциальное разгазирование, доли ед.	1,21	1,54	1,27
Объемный коэффициент при Рнас и тпл			
однократное разгазирование, доли ед.			1,31
дифференциальное разгазирование, доли ед.	-	-	1,28
Плотность пластовой нефти при Рнас и тпл, г/см ³			
однократное разгазирование	-	-	-
дифференциальное разгазирование	0,846	0,702	0,739
Плотность нефти в поверхностных условиях	0,902	0,831	0,858
Плотность газа при 20 ⁰ С, г/см ³	-	-	0,75
Вязкость пластовой нефти при Рпл и тпл, мПа·с	24,4	0,98	1,1

По результатам исследования глубинных проб, содержащаяся в них нефть по пласту Нх-III-IV имеет в газонасыщенном состоянии плотность в интервале 0,677-0,742 г/см³ (среднее значение - 0,701), вязкость динамическая 0,74-4,76 мПа·с (среднее - 0,90), газосодержание 116,1-156,81 м³/ м³ (среднее - 140,02), давление насыщения 18,2-24,62 МПа (среднее — 20,67), объемный коэффициент 1,25-1,45 (среднее 1,38).

Плотность насыщенной газом нефти по глубинным пробам пласта Як-III-VII составляет 0,815-0,851 г/см³ (среднее значение - 0,827), вязкость динамическая 8,8-20,79 мПа·с (среднее - 17,27), газосодержание 23,51-48,42 м³/ м³ (среднее - 37,13), давление насыщения 7,18-15,44 МПа (среднее — 10,92), объемный коэффициент 1,057-1,148 (среднее 1,1).

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Нх-I в среднем составляет 0,829 г/см³. Нефть малосернистая (0,08-0,36%, в среднем 0,22%), малосмолистая (3,05-4,4%, в среднем 3,72%), парафиновая (2,0-4,8%, в среднем 3,4%).

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Нх-III-IV в среднем составляет 0,850 г/см³. Нефть малосернистая (0,01- 0,176%, в среднем 0,112%), малосмолистая (3,66-7,35%, в среднем 6,51%), парафиновая (2,17-5,66%, в среднем 3,33%).

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Як-III-VII в среднем составляет 0,906 г/см³. Нефть малосернистая (0,09- 0,37%, в среднем 0,21%), малосмолистая (6,89-12,72%, в среднем 9,59%»), малопарафиновая и парафиновая (0,47-2,7%, в среднем 1,5%).

1.5 Запасы нефти и газа

По величине извлекаемых запасов нефти рассматриваемое месторождение относится к категории крупных. По сложности геологического строения входит в число объектов второй группы, характеризующихся невыдержанностью толщин продуктивных пластов, изменчивостью параметров, наличием различных литологических экранов. Запасы находящиеся на балансе ЗАО «Ванкорнефть» представлены в таблице 2. Ванкорское газонефтяное месторождение расположено на территории Туруханского административного районе Красноярского края.

В орографическом отношении район месторождения занимает центральную часть Нижне-Енисейской возвышенности.

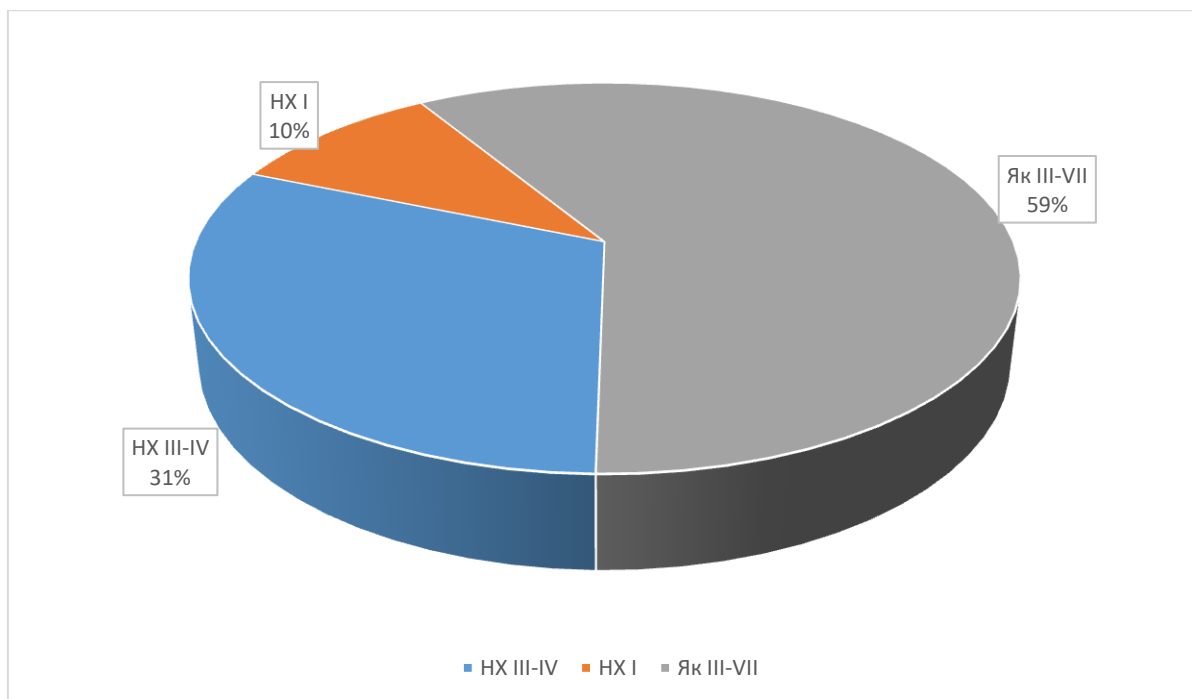


Рисунок 2 – Процентное содержание запасов по пластам

Район месторождения характеризуется зоной распространения многолетнемерзлых пород, толщина которых достигает 450-480 м, при толщине деятельного слоя не более 0,5-1,0 м.

В тектоническом отношении Ванкорское месторождение приурочено к южному окончанию Большехетской структурной террасы, являющейся восточным продолжением Надым-Тазовской синеклизы Западно-Сибирской плиты.

По результатам проведенных сейсморазведочных работ на Ванкорской площади в разрезе верхней части земной коры было выделено два структурных этажа - доюрское основание и мезо-кайнозойский осадочный чехол.

Промышленные притоки нефти и газа Ванкорского месторождения связаны с продуктивными пластами долганской свиты (пласты Дл-I-III), яковлевской свиты (пласты Як-I, Як-III-VII) и нижнехетской свиты (пласты, Нх-I, Нх-III-IV).

Технологической схемой разработки месторождения предусматривается разбуривание залежей пластов Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-IV.

Балансовые запасы нефти, растворенного и свободного газа поставлены на баланс ЗАО "Ванкорнефть", в количестве: 1191600 тыс.т. нефти, а извлекаемых - 520200 тыс.т. нефти; растворенный газ балансовых – 48300 млн.м³.

Краткая геолого – физическая характеристика представлена в таблице 2. Литолого – стратиграфический разрез представлен на рисунке 3.

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика

Пласты	Як III-VII	НХ I	НХ III-IV
Тип коллектора	Теригенный, поровый	Теригенный, поровый	Теригенный, поровый
Средняя глубина залегания, м	1670	2670	2780
Площадь, тыс. м ²	271480	384920	301410
Нефтенасыщенная толщина, м	19,1	6,3	17,3
Газонасыщенная толщина, м	5,9	-	16,5
Проницаемость, мД	480	20	240
Средняя пористость, доли. ед.	0,27	0,2	0,2
Начальное пластовое давление, атм.	159	254	271
Давление насыщения, атм.	159	254	271
Газосодержание, м ³ /т	61	202	211
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,12	1,422	1,458
Плотность нефти (с.у.), кг/м ³	902	823	845
Вязкость нефти (п.у.), сПз	8,9	0,7	0,7
Плотность газа (с.у.), кг/м ³	0,7	0,84	0,89
Содержание парафинов в нефти, % масс.	0,9	7	4,6
Содержание смол в нефти, % масс.	7	3,4	5,8
Содержание асфальтенов в нефти, % масс.	0,1	<0,1	0,1
Содержание серы в нефти, % масс.	0,2	0,1	0,1
Извлекаемые запасы нефти / газоконденсата, млн.т.	323	47,9	149,3 / 4,8

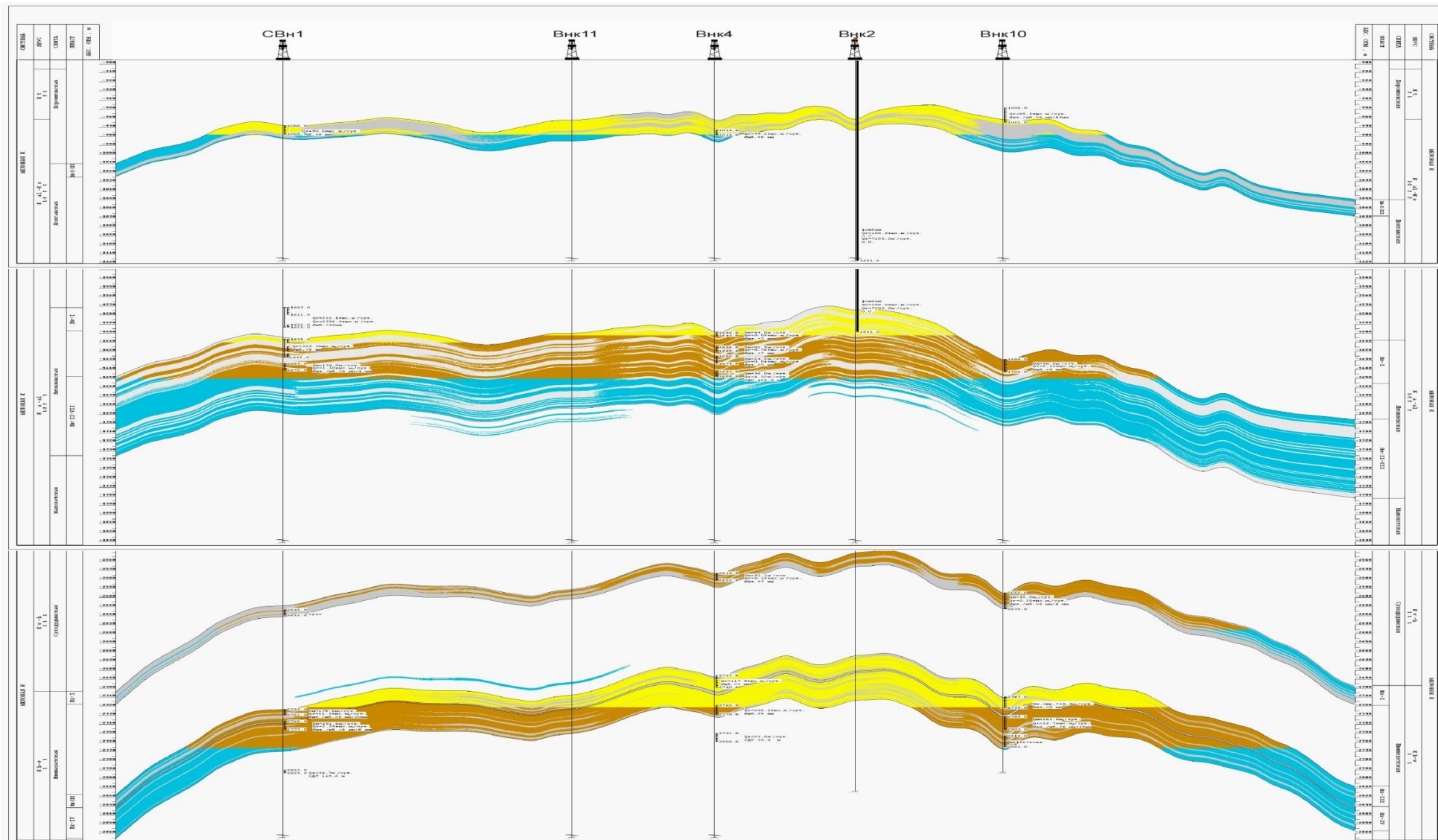


Рисунок 3 – Стратиграфический разрез

2 Описание технологического процесса и технологической схемы системы поддержания пластового давления

В целях интенсификации добычи нефти предусмотрена система заводнения, предназначенная для поддержания пластового давления (ППД). Источником водоснабжения системы ППД являются очищенные пластовые воды, попутно поступающие из нефтяных пластов и подземные минерализованные воды добываемые на кустовых площадках водозаборных скважин.

Кустовые площадки водозаборных скважин, обеспечивают пополнения дефицита планового объема закачки рабочего агента в пласт и располагаются в непосредственной близости к площадкам ЦПС, УПСВ-Север, УПСВ-Юг.

УПСВ-Север и УПСВ-Юг предназначены для предварительного обезвоживания нефти, а так же второстепенными задачами, одной из которых является защита от коррозии металла.

Для пополнения дефицита планового объема закачки рабочего агента используются минерализованные воды Насоновской и Долганской свит Ванкорской группы месторождений (далее Подпиточная вода).

Подпиточная вода от кустов водозаборных скважин по водоводам низкого давления (ВНД) транспортируется к объектам подготовки воды ЦПС, УПСВ-Юг и УПСВ-Север. От объектов водоподготовки подготовленная подпиточная вода поступает в буферные резервуары и далее через БКНС закачивается в нагнетательные скважины. Физико-химические свойства очищенных вод обеспечивают продолжительную устойчивую приемистость нагнетательных скважин.

Основные технико-экономические показатели по кустовым площадкам водозаборных скважин Ванкорского месторождения следующие:

- максимальный дебит водозаборных скважин согласно письма ОАО «НК «Роснефть» от 08.02.06 г. № 40-1/89-561 составляет, тыс.м³/год 55 480
- количество водозаборных скважин, шт.76

Кустовые площадки водозаборных скважин запроектированы в комплексе обустройства Ванкорского месторождения ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» [2].

Технологическая схема системы ППД на кустовых площадках обеспечивает:

- распределение потока закачиваемого рабочего агента;
- герметизация системы трубопроводов и устья нагнетательных скважин;
- изменение и измерение расхода агента закачки;
- возможность проведения мероприятий по промысловым геофизическим исследованиям;
- опорожнение высоконапорных водоводов и выпуска воздуха на случай ремонта и проведения испытаний;

– возможность использования воды из системы ППД с целью орошения скважин во время пожара, путем подключения редуцирующего устройства к быстроразъемному соединению ответвлённого водовода для этих целей.

В состав внутриплощадочных сетей входят:

- устья нагнетательных скважин с герметизирующей обвязкой;
- скважинные укрытия с системами АСУТП и АСУБ;
- технологические трубопроводы;
- эстакада технологических трубопроводов;
- система электрообогрева трубопроводов.

Для компенсации отборов при добыче нефти используются очищенные пластовые и подпиточные воды. Физико-химические свойства очищенных вод обеспечивают продолжительную устойчивую приемистость нагнетательных скважин.

Подтоварная вода и подпиточная вода с кустов водозаборных скважин ВДК №1-7 по водоводам низкого давления поступает в систему подготовки воды УПСВ. Подготовленная вода собирается в резервуарах, которые используются в качестве буферных для БКНС, откуда нагнетаемая напорными насосами вода по водоводам высокого давления (ВВД) закачивается в нагнетательные скважины.

По водоводам высокого давления рабочий агент подается на кустовую площадку к нагнетательным скважинам с давлением до 22,0 МПа.

Далее по кустовым водоводам рабочий агент поступает в нагнетательные линии скважин.

Давление в нагнетательных линиях контролируется по показаниям механических манометров и датчиками давления с выводом показаний на пульт диспетчера.

Регулирование объемов закачки рабочего агента происходит с помощью запорно-регулирующей арматуры, входящей в состав ФА.

Контроль объемов закачки осуществляется с помощью счетчиков расхода установленных на устье каждой нагнетательной скважины.

Все внутриплощадочные ВВД оборудованы системой электрообогрева. Вдоль коллекторов под термоизоляцией проложен греющий кабель.

Для отключения скважины при проведении ремонтных работ предусмотрены задвижки на линии подачи рабочего агента.

Для опорожнения внутрикустовых водоводов предусмотрены спускные вентили на возвышенных участках трубопровода и сливные задвижки. Опорожнение производится в передвижные средства (агрегат для сбора конденсата, нефти, вакуумная машина, ЦА-320).

Для пропарки трубопроводов или опорожнения устьевой арматуры и трубопроводов при ремонте предусмотрен запорный вентиль. Опорожнение производится в передвижные средства (агрегат для сбора конденсата, нефти, вакуумная машина, ЦА-320) с применением, в случае необходимости, передвижной насосно-компрессорной установки.

Устье каждой скважины оборудовано герметичным устьевым колодцем, для сбора утечек при ремонте скважин и аварийных работах. Опорожнение устьевого колодца предусмотрено передвижными средствами (агрегат для сбора конденсата, нефти, вакуумной машиной, ЦА-320).

Оборудование устья скважины располагается в укрытии. Данные укрытия являются легкосъёмными и оснащаются системой освещения, вентиляции, датчиками загазованности и датчиком пожарной сигнализации. На крыше укрытия предусмотрена площадка с ограждением для обслуживания и лестница для подъёма на крышу, крыша оборудована люк-лазом для ведения проведения геофизических работ в скважине через лубрикаторную задвижку. Блок-бокс оборудован быстроразъёмными соединениями для подключения энергопотребителей и приборов КИП и А: вентиляции, освещения, обогрева, систем сигнализации и оповещения. Данная конструкция позволяют демонтировать блок-бокс без остановки технологического процесса [3].

Организация системы ППД на Ванкорском месторождении предполагает использование как попутно добываемой воды, так и воды из водозаборных скважин. Водозаборные скважины эксплуатируют два водоносных горизонта — насон и долган. В зависимости от водонасыщенности в каждой скважине могут быть проперфорированы или оба горизонта, или каждый в отдельности.

3 Возможные осложнения, возникающие при эксплуатации установки электроцентробежного насоса. Теоретическое обоснование необходимости борьбы с выносом мехпримесей.

Эксплуатация нефтяных скважин и добыча нефти при помощи установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) наиболее распространенная технология на российском рынке нефтедобычи. Российский рынок УЭЦН является на сегодняшний день наиболее крупным сегментом рынка нефтяных насосов.

Основные преимущества УЭЦН заключаются в наилучшей приспособленности к российским условиям добычи нефти, в возможности подбора установок и выборе эффективной технологии добычи нефти в широком диапазоне осложняющих факторов пластово-скважинных характеристик. Однако, осложнения в эксплуатации все-таки присутствуют.

Большой проблемой при работе в осложненных скважинах является изменение ее технико-экономических показателей. Факторов, влияющих на работу УЭЦН очень много: начиная от конструкции скважины, до процессов, проходящих в самом пласте. Совокупность всех осложнений приводит к резкому снижению эффективности работы УЭЦН. В связи с этим становятся актуальным разработки по повышению показателей работы насоса. Все факторы, влияющие на работу УЭЦН можно разделить на группы:

6) Геологические (газ, вода, отложение солей и парафина, наличие механических примесей в добываемой из пласта жидкости), поскольку своим происхождением они обязаны условиям формирования залежи.

7) Факторы, обусловленные конструкцией скважины или УЭЦН (диаметр эксплуатационных колонн, кривизна скважин, большая глубина подвески, исполнение узлов и деталей УЭЦН).

По материалам выпуска производственно-технического нефтегазового журнала «Инженерная практика» (№2 от 2010 года), темой которого являлись осложнения при эксплуатации нефтепромыслового оборудования, проблема повышенного образования мехпримесей и высокой концентрации взвешенных частиц в добываемой жидкости стала едва ли не самым существенным осложняющим механизированную добычу фактором. Присутствие в добываемой продукции механических примесей имеет место во многих нефтедобывающих регионах России и зарубежных стран. По данным издания, доля отказов УЭЦН вследствие выноса механических примесей достигает 47% от общего количества, то есть практически половину [4]. Будучи абразивным материалом, они вызывают истирание оборудования, уменьшают ресурс электроприводных центробежных насосов, подъемных труб и т.д. Выносимый из пласта песок образует песчаные пробки на забое, скапливается в погружных насосах, вызывает образование эрозии внутрискважинного и наземного оборудования, что приводит к значительным финансовым затратам.

При запуске первых скважин Ванкорского месторождения для нужд системы ППД вынос мехпримесей, также, стал основным осложняющим фактором. После запуска и начала освоения скважин произошли три

преждевременных отказа УЭЦН, которые были вызваны высокими значениями выноса мехпримесей. Установлено, что причиной нарушения целостности призабойной зоны служит изменение напряженного состояния пород в зоне отбора флюидов, в результате чего происходит разрушение слабосцементированных пород, которое усиливается фильтрационными процессами при перемещении пластовых флюидов к забою скважин. Причиной этого, в свою очередь, послужил неверный дизайн заканчивания водозаборных скважин при проектировании, а именно неприменение пескозащитной технологии. Такая ситуация, если не предпринимать специальных мер, могла привести к невозможности обеспечения плановых уровней добычи воды и, как следствие, плановых объемов закачки воды для ППД [5].

4 Обзор методов локализации пескопроявления, применяемых в мире

4.1 Источники механических примесей

Источники механических примесей, попадающих в насосную установку, делятся на четыре основных типа (рисунок 4):

- 1) Пласт, когда мехпримеси — это продукт разрушения горных пород, либо это проппант, закаченный при ГРП, а также кристаллы солей.
- 2) Технологические жидкости, закачиваемые в скважину: растворы глушения, промывочная жидкость, различные химреагенты, растворитель и тому подобное. Не всегда эти жидкости проходят достаточную подготовку перед закачкой, что в особенности относится к жидкостям глушения.
- 3) Эксплуатационные колонны, когда колонна корродирует с образованием солей железа.
- 4) Само глубинно-насосное оборудование (ГНО), неправильно подготовленное, не очищенное на сервисных базах и т.п.

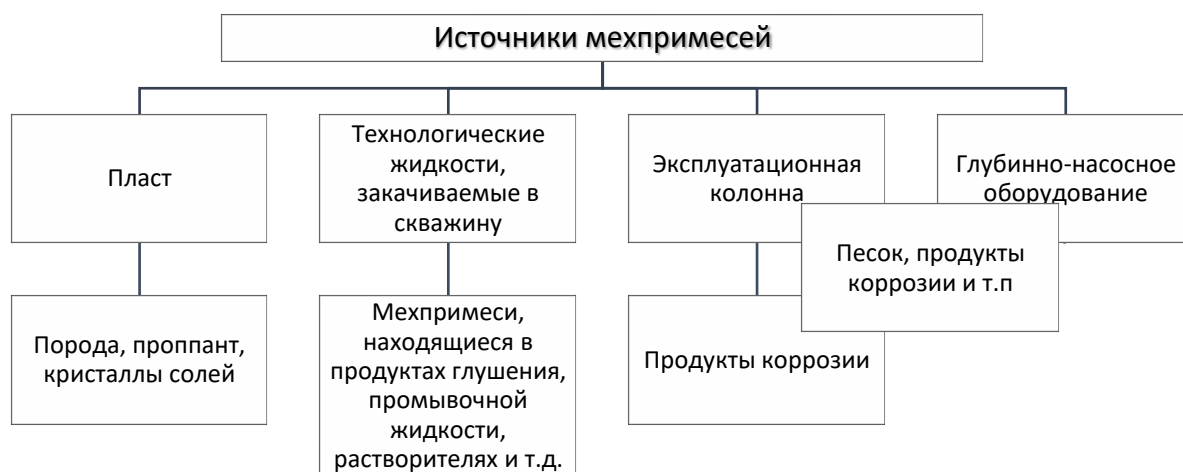


Рисунок 4 - Источники механических примесей, попадающих в насосную установку

4.2 Классификация методов борьбы с мехпримесями

Методы борьбы с негативным влиянием мехпримесей также делятся на четыре основных категории (рисунок 5).

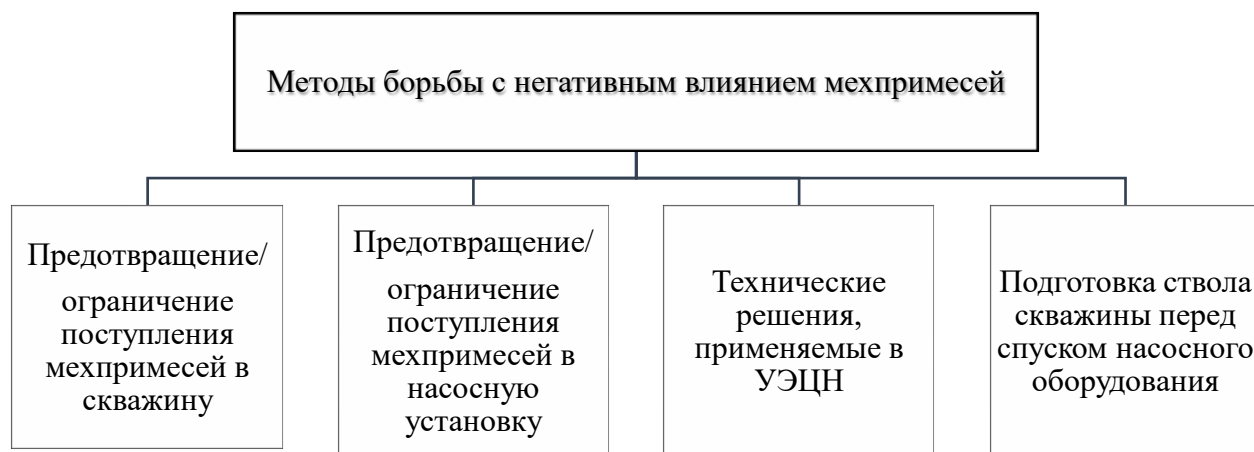


Рисунок 5 - Методы борьбы с негативным влиянием мехпримесей

В свою очередь, различают технические и технологические способы предотвращения или ограничения поступления мехпримесей в скважину и в саму насосную установку (рисунок 6 и рисунок 7, соответственно).



Рисунок 6 - Способы предотвращения или ограничения поступления мехпримесей в скважину

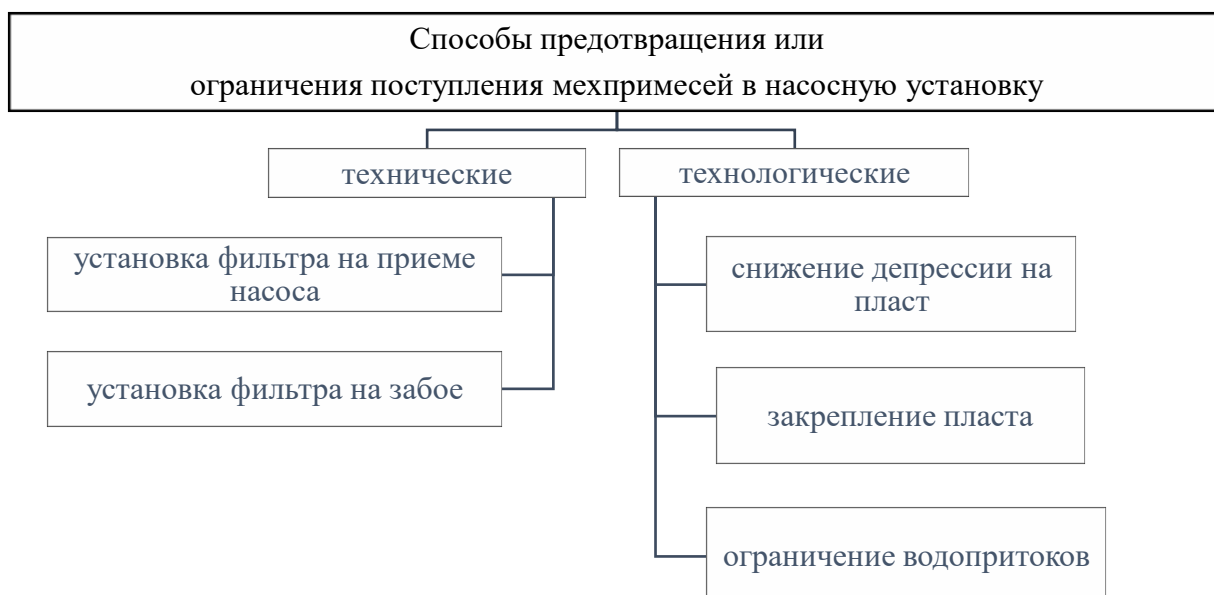


Рисунок 7 - Способы предотвращения или ограничения поступления мехпримесей в скважину

К техническим методам относится установка различных видов фильтров в интервале перфорации. Технологические — это снижение депрессии на пласт, улучшение качества технологических растворов глушения, промышленных жидкостей и т.д., а также технологии по закреплению проппанта. Существуют общеизвестные методики и расчетные формулы. По ним можно определить минимально допустимое забойное давление, при котором начинается разрушение горных пород и, соответственно, вынос мехпримесей. Однако эти расчеты очень редко применяются на практике, поскольку, в основном ставится задача достичь необходимого отбора жидкости из скважины. Осознанным последствием при этом становится повышенный уровень мехпримесей, который будет влиять на износ оборудования. Способы предотвращения или ограничения поступления мехпримесей в насосную установку делятся на технические, к которым относятся установка фильтра на приеме скважины, установка фильтра над насосом, и технологические, которые в принципе совпадают с предыдущей группой: снижение депрессии на пласт, повышение качества подготовки растворов и закрепление проппанта. Рассмотрим наиболее распространенные в применении методы.

4.2.1 Технологические методы предотвращения выноса мехпримесей. Регулирование депрессии на пласт

Дебит гидродинамически совершенной скважины Q_c м³/сек может быть рассчитан по формуле Дююи (1):

$$Q_c = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{пл} \cdot h \cdot (P_{пл} - P_z)}{\mu \cdot \ln(R_{пзп}/R_c)}, \quad (1)$$

где $k_{пл}$ – проницаемость пласта, м^2 ;
 h – мощность пласта в, м;
 $P_{пл}$ – пластовое давление, Мпа;
 P_z – забойное давление, Мпа;
 μ – вязкость пластового флюида, МПа*с;
 $R_{нзн}$ – радиус призабойной зоны пласта, м;
 R_c – радиус скважины; м.

Для того чтобы подобрать оптимальное значение депрессии (разность давления пластового и забойного), необходимо определить при какой нагрузке порода пласта может разрушиться. Правильная технология позволяет держать значение депрессии ниже критического давления, при котором порода начинает разрушаться. Таким образом, уменьшается риск появления в продукции водных или нефтяных скважин механических примесей.

Однако на многих месторождениях Западной Сибири и других нефтедобывающих регионах страны в целях увеличения отборов нефти и газа увеличивают депрессию на пласт выше критического значения, из-за чего частицы разрушенной горной породы выносятся вместе с продукцией скважин на поверхность. Во многих случаях на забоях скважин оседает значительное количество механических примесей, образуя песчаные пробки, затрудняющие или останавливающие процесс добычи нефти.

Кроме того, в скважинах, стимулированных с помощью различных методов повышения нефтеотдачи пластов (гидроразрыв пласта, глинокислотная обработка и др.), вместе с продуктом выносятся частицы незакрепившегося проппанта, а также внесенные вместе с растворами закачки механические примеси из-за некачественной очистки жидкости [6]. Схематично явление попадания частиц проппанта в насосное оборудование представлено на рисунке 8.

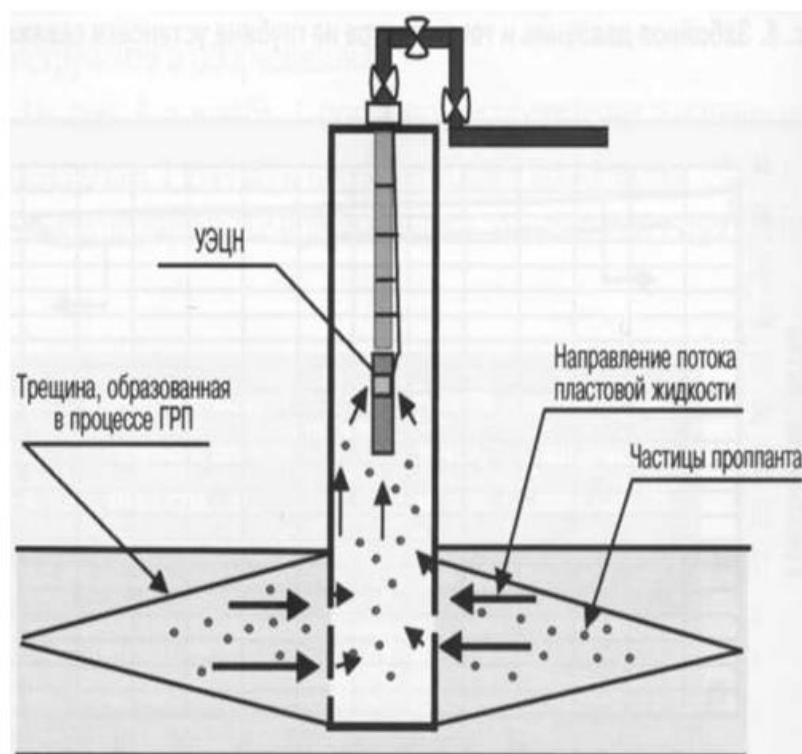


Рисунок 8 - Схема попадания пропанта в рабочие органы насоса

Частицы пропанта выносятся фильтруемой жидкостью из пласта и вместе с ней попадают в прием насоса. Особенно сильно этот процесс наблюдается в первые дни эксплуатации скважины после гидроразрыва пласта (ГРП) [7]. Именно поэтому, во избежание большого количества выноса песка или пропанта из пласта, необходимо ограничивать депрессию на пласт.

4.2.2 Химические методы уплотнения несцементированных пластов

В качестве примера уплотнения несцементированных пластов фиксацией зерен породы рассмотрим применение технологии «ЛИНК».

Основной элемент технологии «ЛИНК» — полимер, смешанный с закрепителем и газообразователем, который вспенивается в пласте, образуя поровую прослойку, напоминающую по своей структуре пемзу. Песок оказывается связанным, что предотвращает последующее разрушение пласта.

Реализация технологии «ЛИНК» включает в себя следующие основные этапы:

- 1) Для скважины рассчитывается объем каверны, образующейся в результате выноса частиц, в зависимости от которого подбирается нужный объем;
- 2) Закачка буферной оторочки 6–8 м³; закачка основного полимерного состава 0,7–0,8 м³ на 1 метр эффективной толщины;
- 3) Закачка гидрофобной жидкости (товарная нефть, солянка и т.п.) объемом в 1,5–2 раза больше объема закачанного состава;

- 4) Выдержка на реагирование и отверждение;
- 5) Постепенный ввод скважины в эксплуатацию.

Достоинства технологии «ЛИНК»:

- снижение обводненности продукции скважин;
- увеличение наработки на отказ на 50%-150%;
- технология «ЛИНК» не требует дополнительного оборудования и

может выполняться бригадами подземного ремонта;

4.2.3 Механические методы защиты насосного оборудования

Механические методы являются наиболее простыми и доступными, поэтому получили наибольшее распространение. К ним относится оборудование нефтяных скважин противопесочными фильтрами различной конструкции.

Оборудование забоя механическим фильтром с целью ограничения пескопроявления может осуществляться как на этапе строительства скважины, так и в процессе ее эксплуатации. В первом случае механические фильтры являются неотъемлемой частью конструкции скважины и не могут быть в дальнейшем извлечены, во втором – это, как правило, сменные фильтры, устанавливаемые в эксплуатационной колонне напротив интервала перфорации либо открытого ствола при помощи пакера. Применение сменных фильтров в большинстве случаев ограничивается лишь вертикальными и наклонно-направленными скважинами, т.к. на горизонтальных скважинах очень велики риски пересыпания данных фильтров выносимым песком в горизонтальном участке скважины, что может привести к аварийности (невозможности извлечь) и впоследствии к потере самой скважины. Недостаток большинства механических фильтров в том, что на протяжении всего процесса эксплуатации происходит непрерывный процесс их засорения. Особенно интенсивно это происходит в тех случаях, когда в начальный период времени между фильтром и стенкой скважины имеется большой зазор. В дальнейшем данный зазор заполняется элементами разрушающегося коллектора и выносимыми из пласта мелкодисперсными глинистыми (илистыми) частицами. В результате чего на поверхности фильтра появляется низко проницаемая корка. Путем решения данной проблемы (кольматации) и продления срока службы фильтра является устранение данного зазора и укрепление стенок скважины посредством заполнения зафильтрового пространства отсортированным гравием, либо применением расширяющихся (плотно прилегающих к стенкам скважины) механических фильтров.

4.2.3.1 Сетчатые и щелевые скважинные фильтры

Щелевая решетка (представлена на рисунке 9) из профильной проволоки является основным конструктивным элементом высокотехнологичного фильтрующего оборудования. Решетки выполнены из высокоточного профиля

▼-образной формы и поперечных опорных элементов различного сечения, соединенных сваркой в каждой точке их пересечения (▼▼▼▼▼). Таким образом ▼-образный профиль создает гладкий жесткий экран с продольными щелями строго определенного размера с допуском до ± 15 мкм.

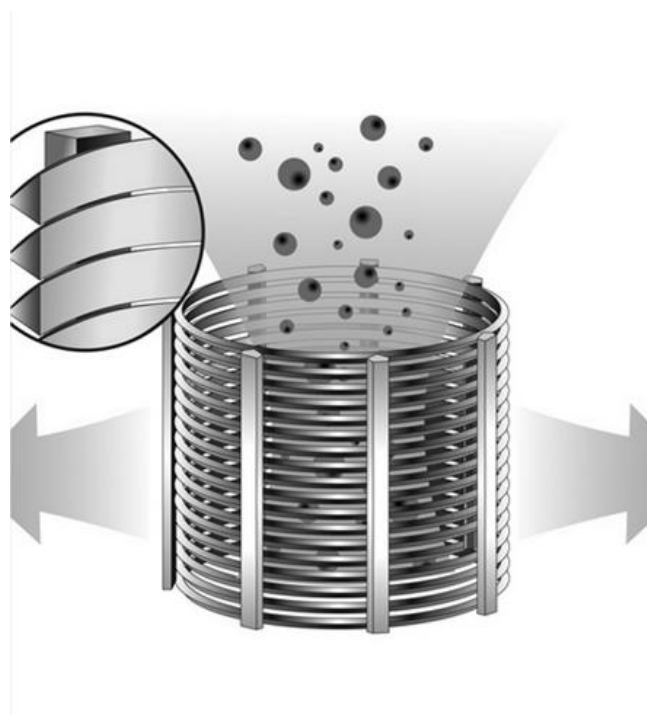


Рисунок 9 – Щелевой фильтроэлемент.

Преимущества фильтроэлемента на основе щелевой решетки

- обеспечивается минимальное гидравлическое сопротивление
- существенно снижается засорение фильтрующей поверхности, поскольку частицы контактируют с ней только в двух точках треугольного профиля
- обеспечивается равномерное распределение потока фильтруемой среды, исключается появление застойных зон
- увеличивается срок службы оборудования
- увеличивается время работы фильтра между промывками
- уменьшаются затраты времени и жидкости на регенерацию фильтрующих элементов
- оборудование подходит для взрыво- и пожароопасных производств

Сетчатые фильтроэлементы (рисунок 10) на основе мелкоячеистой металлической тканой сетки используются в тех случаях, когда применение щелевой решетки не обеспечивает необходимой тонкости фильтрации. Для фильтроэлементов используются тканые сетки из нержавеющей стали, плотняного или саржевого плетения (рисунок).

Преимущества сетчатого фильтроэлемента

обеспечивается эффективное удаление механических примесей малого размера (от 5 мкм)

обеспечивается возможность регенерации методом прямой или обратной промывки

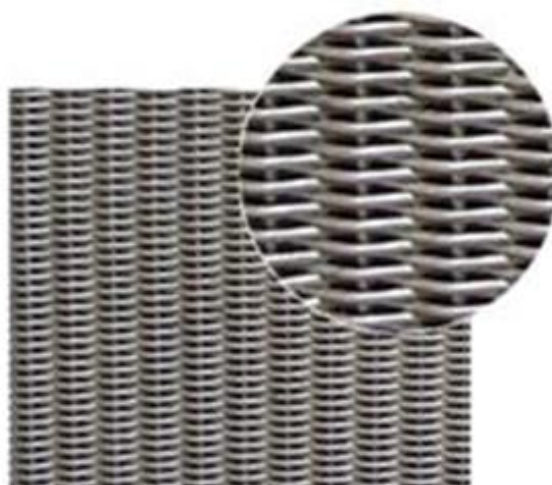


Рисунок 10 – Тканая сетка сетчатого фильтроэлемента

4.2.3.2 Гравийная набивка

Механизм создания гравийного фильтра вокруг механических или металлических фильтров внутри перфорированной обсадной колонны или в открытом стволе основывается на закачке при давлении меньшим давления гидроразрыва гравия с помощью жидкости-песконосителя через специальный пакер в зафильтровое пространство (рисунок 11).

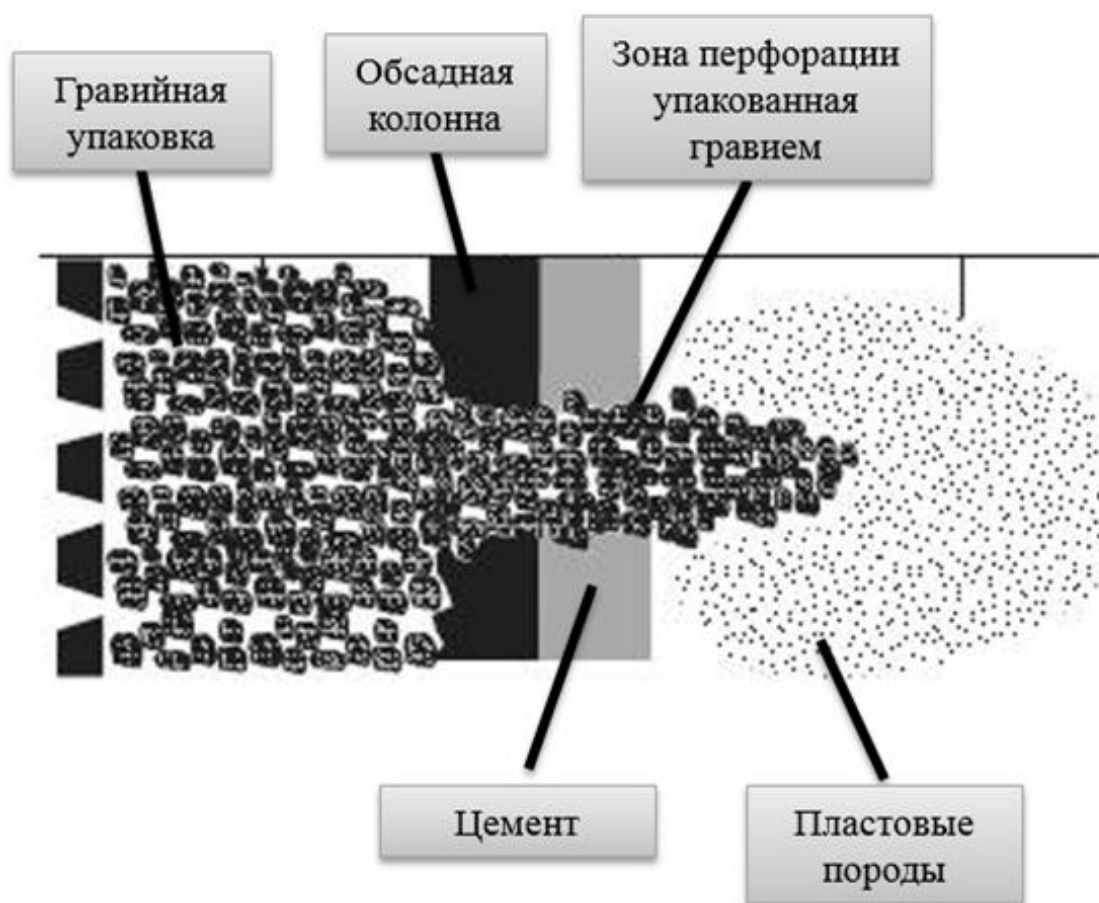


Рисунок 11 – механизм создания гравийного фильтра

Гравий представляет собой чистый, окатанный природный песок или синтетический материал – проппант (представлены на рисунках 12, 13, 14), зерна которого достаточно малы, чтобы допустить попадание частиц разрушаемой призабойной зоны и мелкодисперсных частиц, выносимых вместе с добываемым флюидом из пласта, но достаточно велики, чтобы самим пройти сквозь металлический фильтр, об этом мы говорили в пункте 4.2.1.



Рисунок 12– Ультра лёгкий неабразивный проппант FracBlack HT TM



Рисунок 13 – Керамический проппант



Рисунок 14 – Песчаный проппант

Данный тип ограничения пескопроявления хоть и приводит к небольшой потере продуктивности но, в дальнейшем, ограничивая вынос песка, сохраняет ее более долгое по сравнению с механическими фильтрами время.

Технология ГРП с созданием фильтра основана на формировании коротких и широких трещин гидроразрыва, закрепленных проппантом мелкой фракции или природным мелкоокатанным гравием, который препятствует разрушению породы слагающей пласт и проникновению мелкодисперсных частиц выносимых из пласта в скважину. Данная технология наиболее эффективна в сочетании с ориентированной щелевой перфорацией и позволяет создать проницаемый высокоэффективный противопесочный экран, повысив при этом в большинстве случаев продуктивность скважины. Но наряду с плюсами у данной технологии есть и минусы. Основной из них – высокая рискованность или невозможность создания данных фильтров в условиях близкого залегания от продуктивного пласта газовых и водоносных горизонтов. Так, при наличии малых естественных перемычек или их отсутствии между газоносным, нефтеносным, водоносным пластами возможен разрыв перемычки

или цементного кольца за эксплуатационной колонной, что в дальнейшем приведет к негативным последствиям, а возможно и вообще к потере скважины в результате возникновения газо- или водоперетока.

4.2.3.3 Технология расширяющихся фильтров компании «Weatherford»

Одной из систем, позволяющей удерживать от разрушения стенки скважины без применения гравийной набивки, является разработанная сервисной компанией «Weatherford» технология расширяющихся фильтров ESS (рисунок 15).

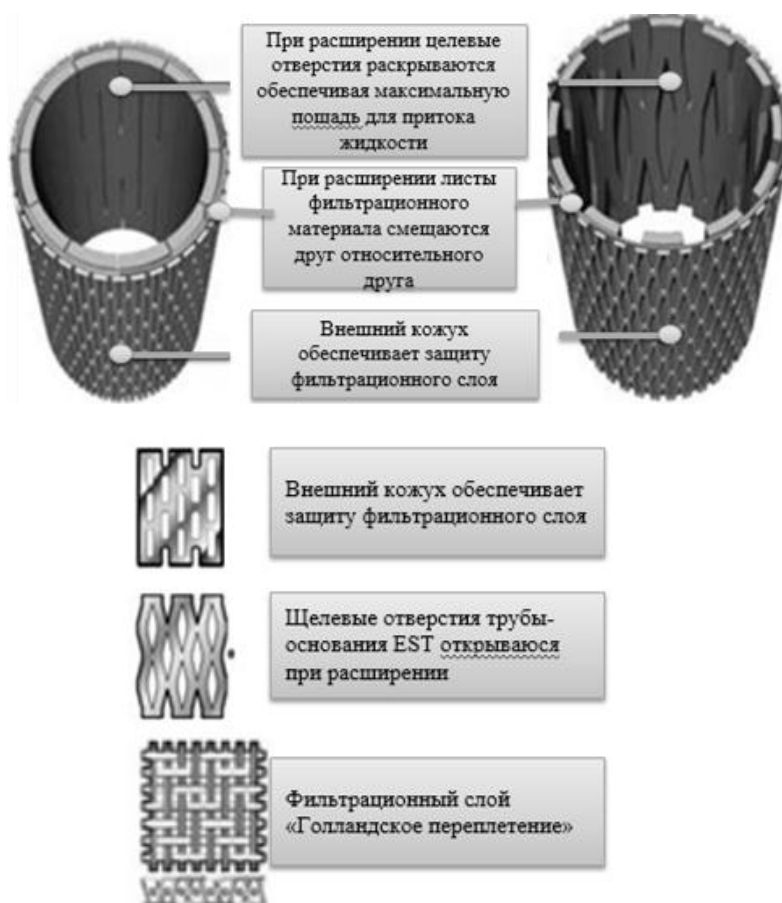


Рисунок 15 - Технология расширяющихся фильтров ESS компании «Weatherford»

Раздвижной песочный фильтр ESS состоит из стальной трубы с прорезями, вокруг которой устанавливаются перекрывающие друг друга слои фильтрующих мембран Petroweave. Фильтрующие слои накладываются друг на друга по всей длине основной трубы и могут скользить при увеличении окружности в процессе расширения, но в то же время не пропускать песок. Мембраны для контроля выноса песка, сотканы по узору «голландской саржи» и закреплены между основной трубой с прорезями и наружным чехлом. Чехол состоит из стального листа с предварительно сделанными прорезями, что

обеспечивает прочное положение фильтрующей мембраны и защищает фильтрующий материал от повреждения во время спуска. Эти узлы имеют внутренние соединения с прорезями и, поскольку пустых участков нет, каждая часть песочного фильтра работает в потоке. Для обеспечения возможности песочному фильтру ESS подстраиваться под геометрию скважины используются гибкие системы расширения. В запатентованных гибких системах расширения CRES™ и ACE™ используются роликовые расширители на активируемых давлением поршнях.

5 Выбор противопесочного фильтра для водозаборных скважин Ванкорского месторождения

В результате пескопроявлений возникают такие осложнения, как образование песчаных пробок, образование эрозии внутрискважинного и наземного оборудования, что приводит к значительным финансовым затратам. Очевидно, что при выборе технологии снижения выноса механических примесей необходим индивидуальный подход, основанный на геолого-физических особенностях продуктивного горизонта и технологического режима работы скважины. Правильный выбор метода закрепления призабойной зоны и тщательное соблюдение параметров технологического процесса являются необходимыми условиями достижения технико-экономической эффективности работ. На Ванкорском месторождении при организации системы поддержания пластового давления (ППД) используется как вода, попутно добываемая со скважинной жидкостью, так и вода из водозаборных скважин. Водозаборные скважины эксплуатируют два водонасыщенных горизонта насоновской и долганской свит. Всего запланировано бурение 76 водозаборных скважин с семи кустовых площадок, расположенных на существенном удалении друг от друга. После начала освоения скважин появились и первые проблемы. При запуске первых скважин Ванкорского месторождения для нужд системы ППД вынос мехпримесей, также, стал основным осложняющим фактором. После запуска и начала освоения скважин произошли три преждевременных отказа УЭЦН – после 7, 11, 29 суток работы, которые были вызваны высокими значениями выноса мехпримесей. КВЧ при этом составлял порядка 50000 мг/л. На водозаборных скважинах Ванкора используются высокодебитные установки производства Baker Hughes.

5.1 Анализ размеров частиц

Одним из основных методов анализа породы коллектора с целью выбора подхода к контролю пескопроявлений является гранулометрический анализ керна. Гранулометрический анализ предусматривает определение количественного содержания частиц различных размеров в породе. Для долганской свиты результаты определения гранулометрического состава пород были получены по восьми скважинам, а для насоновской свиты — по одной. По

разведочным скважинам фракционный состав определялся ситовым методом (ГОСТ 12536-79). В соответствии с лабораторной методикой проэкстрагированный и высушенный образец дезинтегрировался и обрабатывался 10%-ным раствором соляной кислоты для удаления карбонатов. После этого бескарбонатная порода очищалась от глинистой фракции, затем высушивалась и рассеивалась на ситах. Кроме этого, на эксплуатационных скважинах определение процентного содержания частиц различной крупности, входящих в состав горной породы, проводилось методом светового сканирования с помощью лазерного анализатора размера частиц. Данный метод позволяет регистрировать частицы от 1,408 до 0,000289 мм. Используется эффект рассеивания света от пучков лазера, проходящих через поток частиц. Величина и направление рассеивания света частицами измеряется массивом оптических детекторов и затем анализируется в программном комплексе. Исходя из 82 проб керна из восьми скважин долганской свиты и 14 проб керна из одной скважины насоновской свиты были получены распределения частиц по весу. Данные распределения позволяют определить диапазон размеров частиц керна, а также визуально оценить, какой диаметр щели (сетки) фильтра необходим для задержания основной массы частиц. Отмечается существенная дисперсия распределения частиц по размерам, а также отсутствие корреляции гранулометрического состава с глубиной. С целью максимизации притока воды со скважин перфорируется весь интервал водонасыщенного коллектора в насоновской и долганской свитах.

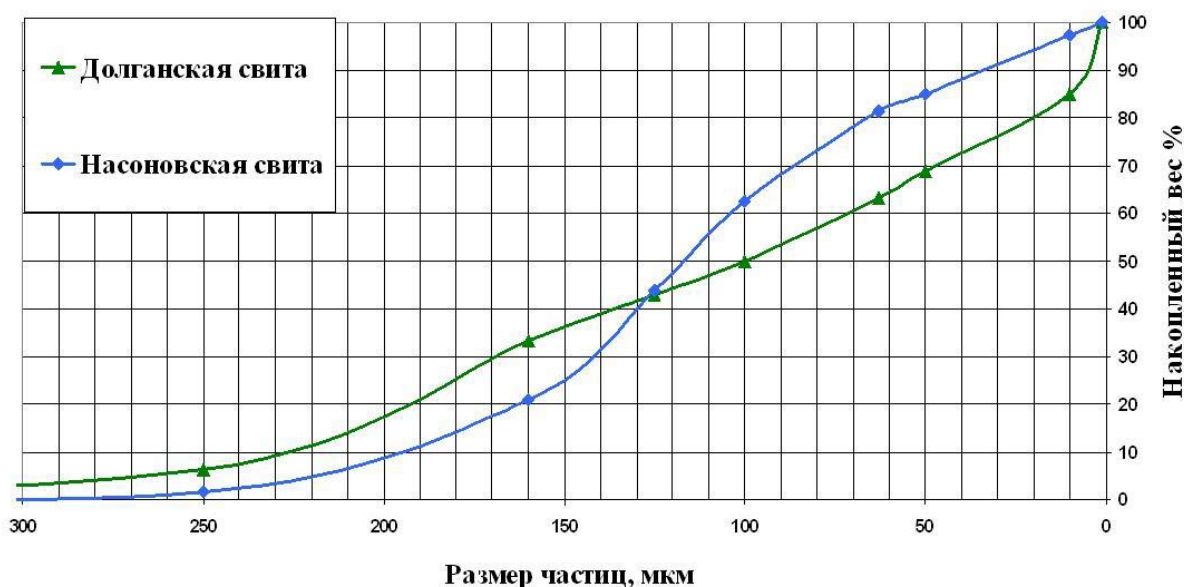


Рисунок 16 - Осредненные кривые распределения частиц для каждой из свит

В период вывода скважины на режимные параметры анализ концентрации взвешенных частиц (КВЧ) в лабораторных пробах показал, что содержание механических примесей достигает 50000 мг/л.

5.2 Выбор метода локализации выноса песка

Типичным подходом к выбору средства для контроля пескопроявлений является использование так называемых матриц диапазонов применимости технологий (МДПТ) — таблиц, в которых собраны рекомендации по применению различных технологий в зависимости от характеристик гранулометрического состава породы. С учетом рекомендаций производителя фильтров МДПТ контроля пескопроявлений имеет следующий вид (рисунок 17).

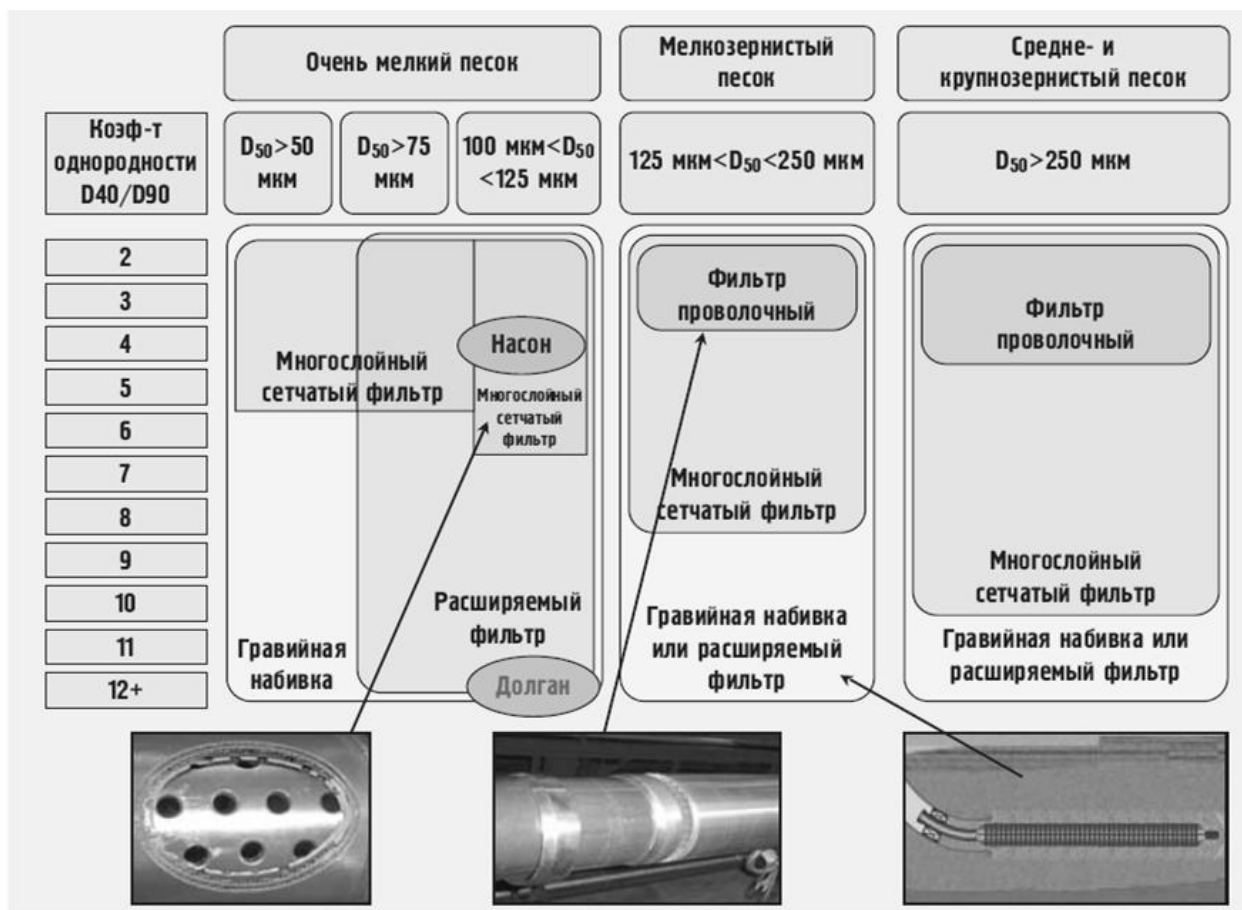


Рисунок 17 – Выбор типа и размера ячейки

В данной матрице, исходя из двух характеристик керна, предлагается ряд технологий для ограничения выноса песка. Нужно отметить, что в ряде случаев возможно не единственное решение задачи. Так, для очень мелкого песка при коэффициенте однородности меньше 5 возможно использование как многослойных сетчатых фильтров, так и гравийной набивки, или расширяемых фильтров. Для пластов долганской свиты рекомендуется использование гравийной набивки или расширяемых фильтров, а для пластов насоновской свиты возможно также использование многослойного сетчатого фильтра. В силу технических сложностей с оперативной организацией гравийной набивки решено было остановиться на использовании фильтров различных типов. Вследствие наличия различных вариантов решения задачи были проведены

опытные испытания с целью выбора наилучшей технологии по контролю пескопроявлений.

5.3 Опытно-промышленные испытания

В течение 2010 года были проведены опытно-промышленные испытания (ОПИ) фильтров различной конструкции: щелевых и многослойных сетчатых (двух типов). Как компануется фильтр. Фильтр спускается на пакере в зону интервала перфорации (рисунок 18) и размещается напротив всего интервала с целью минимизации скин-эффекта. Скважина эксплуатируется с помощью высокодебитного УЭЦН.

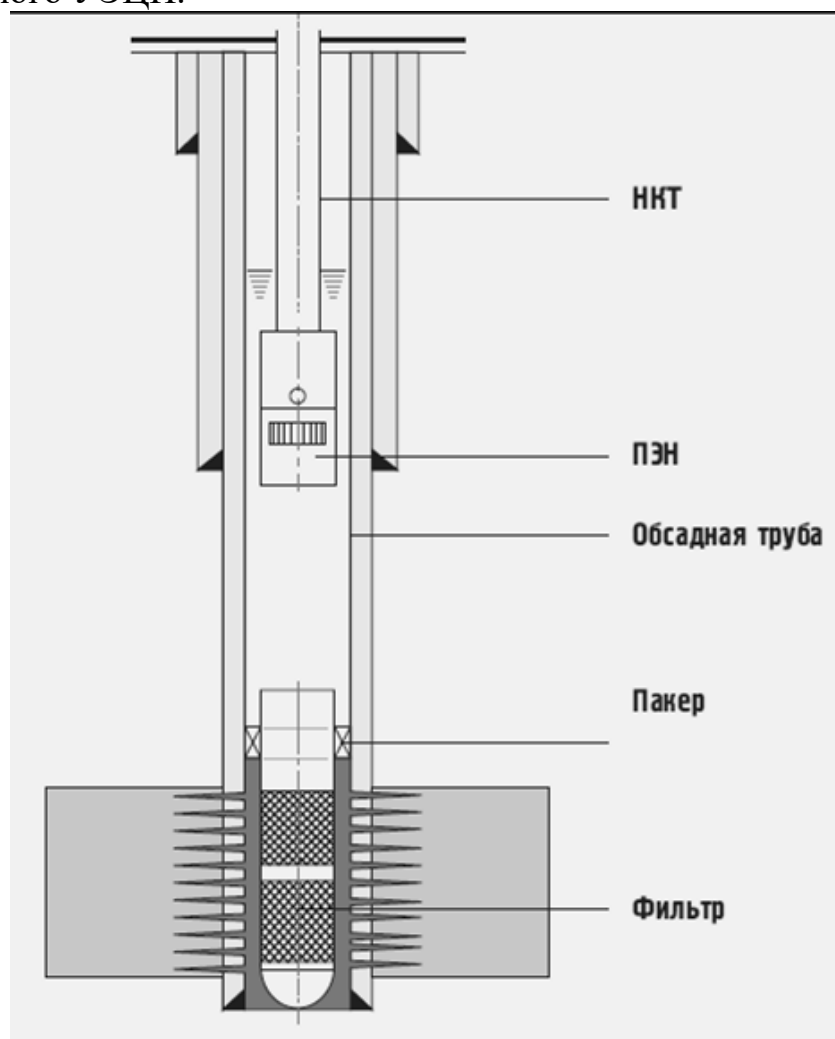


Рисунок 18 - Схема компоновки фильтра

5.3.1 Анализ испытания щелевого противопесочного фильтра скважины ВЗ - 4

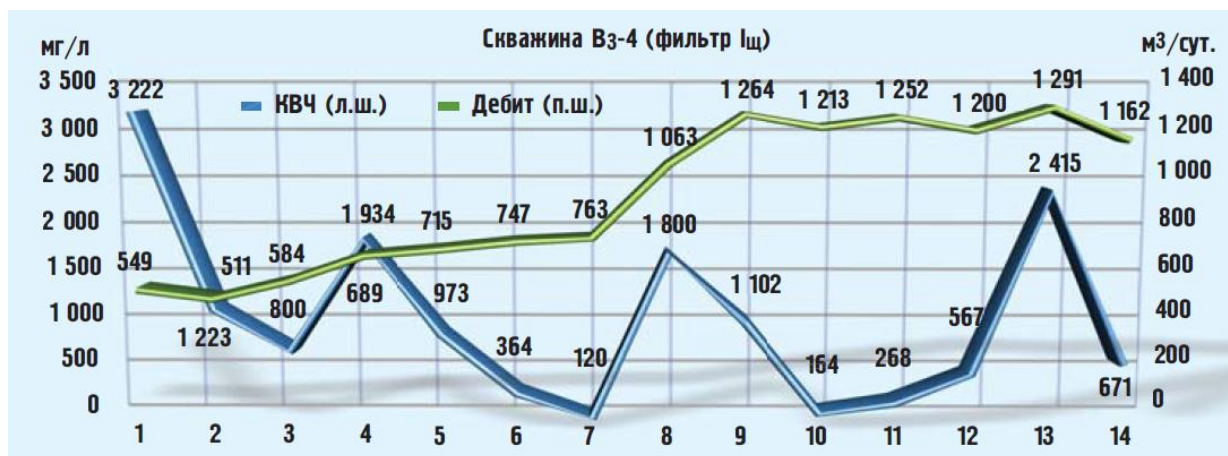


Рисунок 19 – Динамика работы ВЗ - 4

- При стабильной работе КВЧ достигает значений до 1500 мг/л (средний дебит 1000 м³/сут).
- При запусках УЭЦН после остановок КВЧ достигает до 12000 мг/л (после 14 суток работы насоса).
- При запуске 26.05.2010г (после простоя с 02.03.2010г.) на частоте 40 Гц значения КВЧ стабилизируются на уровне 500 мг/л, при повышении частоты до 45 Гц КВЧ вырастает до 7500 мг/л.

Вывод:

При эксплуатации УЭЦН на скважине ВЗ-4 с проволочным фильтром значения КВЧ достигают недопустимых для работы насоса значений (>1500мг/л) в течении продолжительного времени.

Предложения:

Для стабилизации выноса механических примесей при выводе скважины на режим необходимо использовать частотный преобразователь (запуск УЭЦН с пониженной частоты с плавным увеличением после стабилизации выноса мехпримесей).

5.3.2 Анализ испытания щелевого противопесочного скважины ВЗ - 3

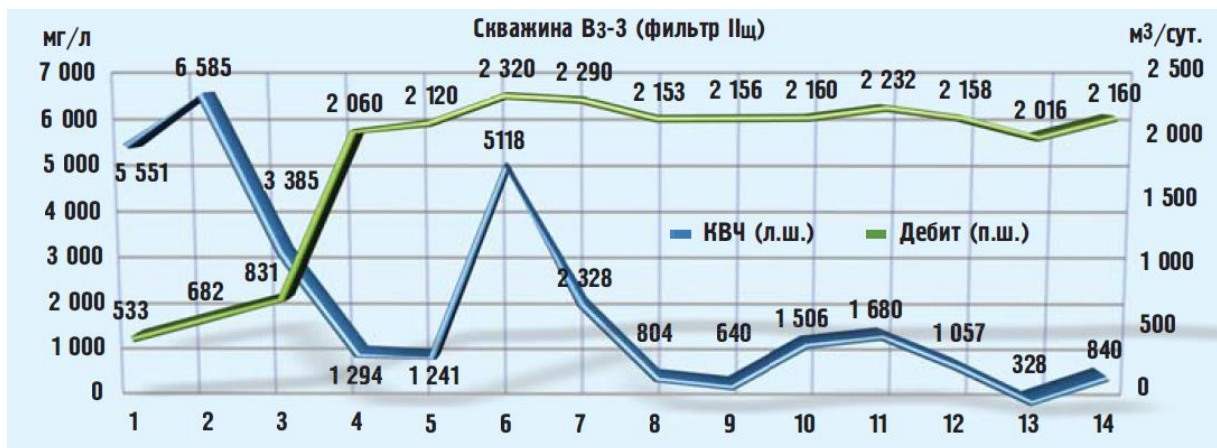


Рисунок 20 – Динамика работы ВЗ - 3

– При стабильной работе без остановок КВЧ достигает значений до 3000 мг/л.

– При запусках УЭЦН после остановок КВЧ достигает до 12000 мг/л (после 5 суток работы насоса).

Вывод:

При эксплуатации УЭЦН на скважине ВЗ-3 с проволочным фильтром значения КВЧ достигают недопустимых для работы насоса значений (3000мг/л) в течении продолжительного времени.

Предложения:

Для стабилизации выноса механических примесей при выводе скважины на режим использовать частотный преобразователь (запуск УЭЦН с пониженной частоты с плавным увеличением после стабилизации выноса мехпримесей).

5.3.3 Анализ испытания сетчатого противопесочного фильтра скважины ВЗ - 5

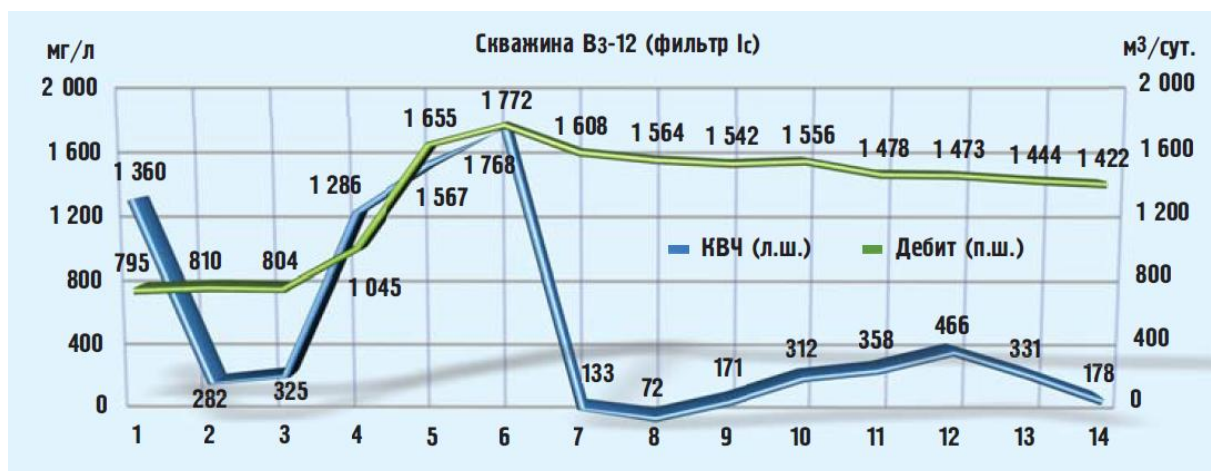


Рисунок 21 – Динамика работы ВЗ - 5

– После запуска в процессе стабильной эксплуатации на 40 Гц, значение КВЧ через 12 часов снижается до 210 мг/л.

– Значения КВЧ при пусках после остановки на 40 Гц достигало 5000 мг/л. Последующие запуски производились на 50 Гц где КВЧ наблюдалось от 5000 мг/л до 16000 мг/л. При запусках скважин на 40 Гц КВЧ снижается на момент запуска до 1000 мг/л (02.05.10г). 05.05.10г, начат разгон частоты 46 до 50 Гц, при этом КВЧ выросло всего до 500 мг/л. При запуске на 08.05.2010г. после очередной остановки, КВЧ растет до 1400 мг/л, после наблюдаем, что КВЧ при пусках не превышает значений 1000 мг/л.

Вывод:

При эксплуатации УЭЦН на скважине ВЗ-5 с сетчатым фильтром значения КВЧ быстро достигают допустимых для работы насоса значений как при стабильной работе, так и при запусках после остановки.

Предложения:

Для стабилизации выноса механических примесей при выводе скважины на режим использовать частотный преобразователь (запуск УЭЦН с пониженной частоты с плавным увеличением после стабилизации выноса мехпримесей).

5.3.4 Анализ испытания сетчатого противопесочного фильтра скважины ВЗ - 12

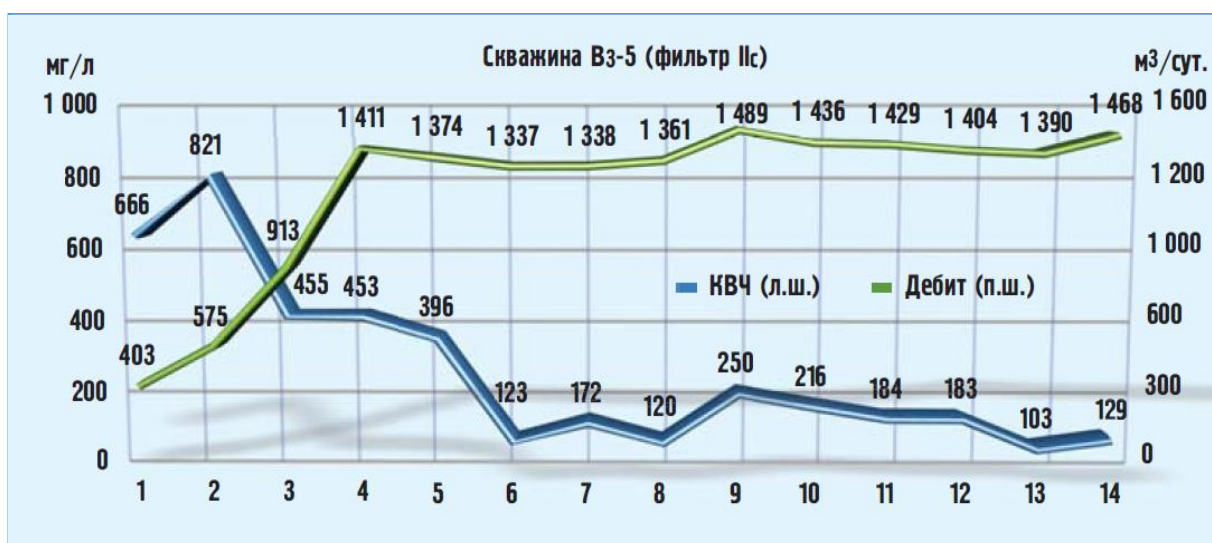


Рисунок 22 – Динамика работы ВЗ - 12

– После запуска в течении 7 часов КВЧ снизилось с 2914 мг/л до 250 мг/л. На 2-е сутки работы КВЧ снизилось до 180 мг/л.

– При разгоне частоты с 40 до 40,8 Гц (Программа 2Гц/ 24 часов), наблюдается рост КВЧ до 31000 мг/л, при этом резко падает динамический уровень с 250 до 350 м, и соответственно, резко растет дебит с 430 до 850 м³/сут. Данная ситуация характеризует возможную разгерметизацию одного из узлов системы «пакер-фильтр» (подтверждают результаты

гранулометрического анализа ООО «РН-УфаНИПИнефть»), для проверки необходимо произвести опрессовку системы.

– При запусках после остановок значения КВЧ достигало значений от 140 мг/л до 340 мг/л, с последующим снижением до 12 мг/л.

Вывод:

При эксплуатации УЭЦН на скважине В3-12 с сетчатым фильтром значения КВЧ быстро достигают допустимых для работы насоса значений как при стабильной работе, так и при запусках после остановки.

Предложения:

Для стабилизации выноса механических примесей при выводе скважины на режим использовать частотный преобразователь (запуск УЭЦН с пониженной частоты с плавным увеличением после стабилизации выноса мехпримесей).

Результаты испытаний при выводе скважин на режим показывают постепенное снижение КВЧ после запуска установки во всех случаях. Наилучшие результаты, как по темпу снижения КВЧ после запуска, так и по минимальному значению КВЧ при запуске, были получены при использовании фильтров сетчатого типа. Исходя из тренда изменения, а также конечных значений КВЧ, наилучшие результаты были получены при использовании многослойного сетчатого фильтра. Таким образом, основании проведенных мероприятий по опытно-промышленным испытаниям противопесочных фильтров, рационально принять решение оборудовать весь фонд водозаборных скважин Ванкорского месторождения забойными фильтрами сетчатого типа. Действующий фонд водозаборных скважин момент 2010 года составляет 31 скважину, 29 из которых оборудованы фильтрами сетчатого типа. В результате внедрения противопесочных фильтров на водозаборных скважинах Ванкорского месторождения удалось увеличить среднюю наработку на отказ до 123 суток.

Эффективность скважинных фильтров (рисунок 23) по всем скважинам составила 40-60% (максимальное КВЧ не превысило 32000 мг/л).

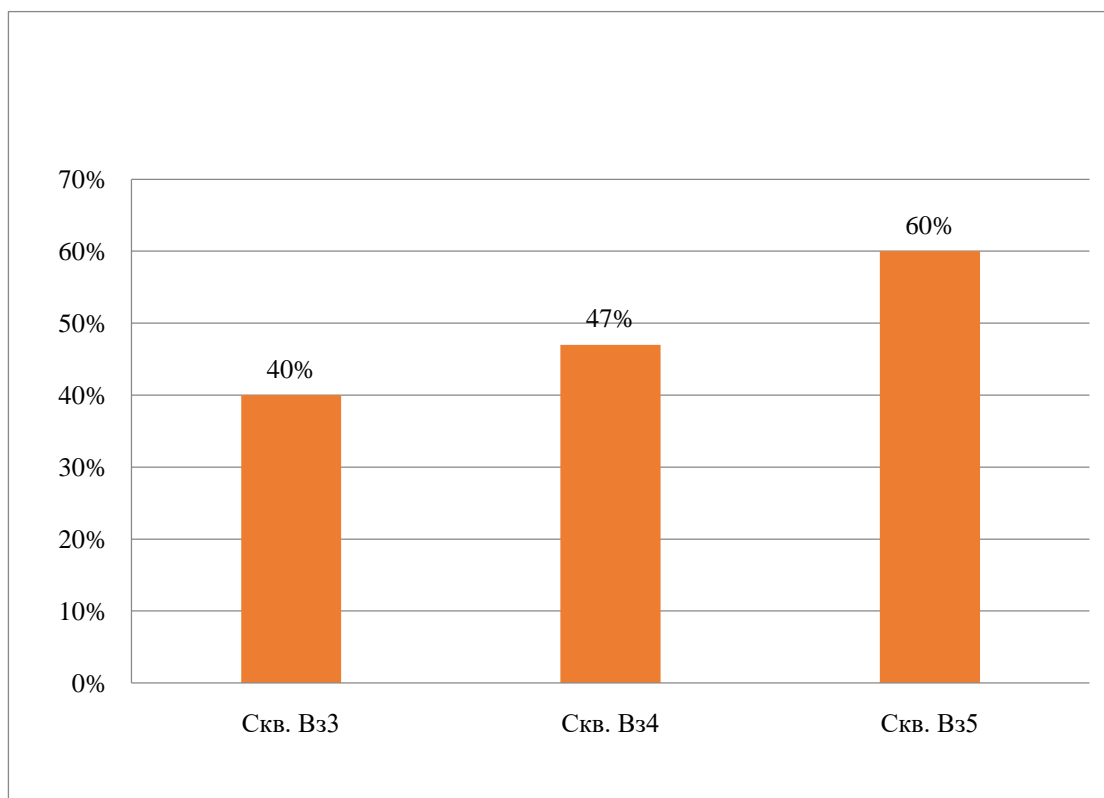


Рисунок 23 – Эффективность применения фильтров различных производителей

Анализ испытаний фильтров также показал, что предотвратить залповый вынос песка при запусках не удалось.

Таким образом возникает необходимость в поиске альтернативного способа борьбы с выносом песка. Для чего была проанализирована ситуация по работе скважин на различных режимах: запуск и работа на пониженных частотах, разгон по разным программам, запуск и отработка на промышленной частоте. В результате, практически на всех режимах при запусках был получен высокий КВЧ (таблица 3). Кроме того замечено, что по скважине №12 вынос песка стабилизировался, и при запуске с 49 Гц не превышает 1000 мг/л, а через 10 часов работы в среднем составил 159 мг/л.

Таблица 3 – Анализ выноса КВЧ

Скв.	кол-во отобранных проб, шт	среднее квч, мг/л	максимальное значение квч, мг/л	минимально достигнутое значение квч, мг/л	средняя частота, Гц	Подземное оборудование
ВЗ№1	4	24913	99236	74	53	НС16000 64st
ВЗ№3	30	5353	12914	300	38	НС16000 64st.
ВЗ№4	273	946	15830	19	42,8	НС16000 64st.
ВЗ№5	187	1492	31900	12	43,6	НС16000 64st.
ВЗ№6	19	8344	30468	121	53	НС16000 64st
ВЗ№7	41	696	8445	56	42,1	НС16000 32st.
ВЗ№12	236	502	16755	4	47,1	НС16000 64st.

Проанализированы периоды работы УЭЦН 675НС16000 64st СКВ №12ВЗ ВДК№1 на различных режимах (рисунок 23):

- 1) запуск на 35 Гц и отработка 8 часов,
- 2) разгон по 0,5 Гц за 10 часов,
- 3) запуск с 40 Гц и отработка 4 часа,
- 4) разгон по 0,3 Гц/час за 36 часов,
- 5) разгон частоты по 0,125 Гц/час.

Результат анализа: самый оптимальный режим работы увеличение частоты по 0,125 Гц/час (3 Гц/сут), при котором средний дебит составил 1990 м³/сут при $P_{\text{буф}} = 27$ атм, среднее КВЧ 135 мг/л. Режим работы -увеличение частоты со скоростью 0,3 Гц/час, при этом получена средняя производительность 1019 м³/сут при $P_{\text{буф}} = 73$ атм, стабильное среднее КВЧ 546 мг/л. При увеличении со скоростью 0,5 Гц/час идёт стабильный вынос КВЧ в среднем 539 мг/л, но дебит в 2 раза ниже 549 м³/сут при $P_{\text{буф}} = 56$ атм. Кроме того видно, что запуск с меньшей частоты 35 Гц в меньшей степени провоцирует вынос механических в сравнении с запуском на 40 Гц, в среднем 665 мг/л на 35 Гц против 2195 мг/л на 40 Гц. На 06.05.10 по скважине №12ВЗ ВДК№1 рабочие параметры : $Q=2400$ м³/сут при $P_{\text{буф}}=10$ атм, частота 43 Гц.

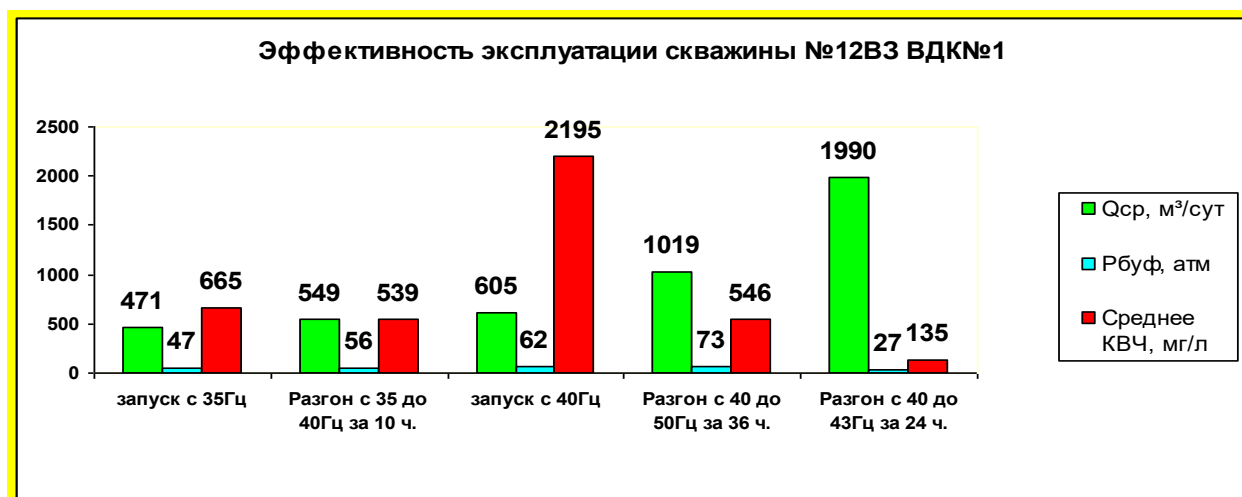


Рисунок 24 – Эффективность эксплуатации скважины № 12

В сложившихся условиях, с целью ограничения выноса песка и, следовательно, износа подземного оборудования, необходимо подобрать режим работы скважин так, чтобы в первоначальный момент (при запуске) создать минимальную депрессию (с учётом спущенного УЭЦН) на призабойную зону пласта (ПЗП) и плавно увеличивать её до расчётной.

Создание наименьшей депрессии возможно двумя способами: использовать СУ с ЧРП или же ограничить поток жидкости с использованием дроссельной или редуцирующей задвижки.

Регулирование производительности УЭЦН при помощи СУ с ЧРП является наиболее эффективным методом, т.к. при этом не уменьшается КПД насоса, не происходит повышенный нагрев ПЭДа, происходит плавный пуск электродвигателя.

Работа насоса на штуцерирующую задвижку имеет ряд недостатков, прежде всего идёт повышенный износ как самого насоса, так и штуцера задвижки, идёт повышенный нагрев ПЭД из-за появления дополнительного сопротивления течению жидкости.

Тем не менее при условии отсутствия достаточного количества СУ с ЧРП можно использовать метод штуцирования. Для этого необходимо на выкидной линии установить запорно-регулирующую арматуру. Подобрать, в зависимости от спущенного оборудования, размер штуцера. Увеличение проходного сечения производить, с расчётом достижения номинальной производительности насоса, 45-50 суток (по опыту ВНР скв.№12-вынос стабилизировался через 45суток).

Для обеспечения стабильно низкого выноса мех. примесей, с целью минимизации износа подземного оборудования, системы сбора и подготовки воды, оптимальнее всего будет использование СУ с ЧРП на водозаборных скважинах. Запуск в работу с минимальной частоты 35Гц, через несколько суток начать разгон по медленной программе (не более 3Гц в сутки). После достижения промышленной частоты перейти на СУ без ЧРП.

5.3.5 Пассивные системы контроля притока.

Анализ проблем пескопроявления на водозаборных скважинах Ванкорского месторождения показали, что для Насоновской свиты возможно подобрать типоразмер фильтроэлемента для противопесочных фильтров (рисунок 25). При этом в связи с достаточной неоднородностью коллектора, профиль притока к водозаборным скважинам неравномерный. Повышенные скорости фильтрации в высокопродуктивных интервалах существенно влияют на вынос песка. Для Насоновской свиты в данной дипломной работе рекомендуется использование устройств контроля притока (для регулирования депрессии на каждую зону и контроля скорости фильтрации).

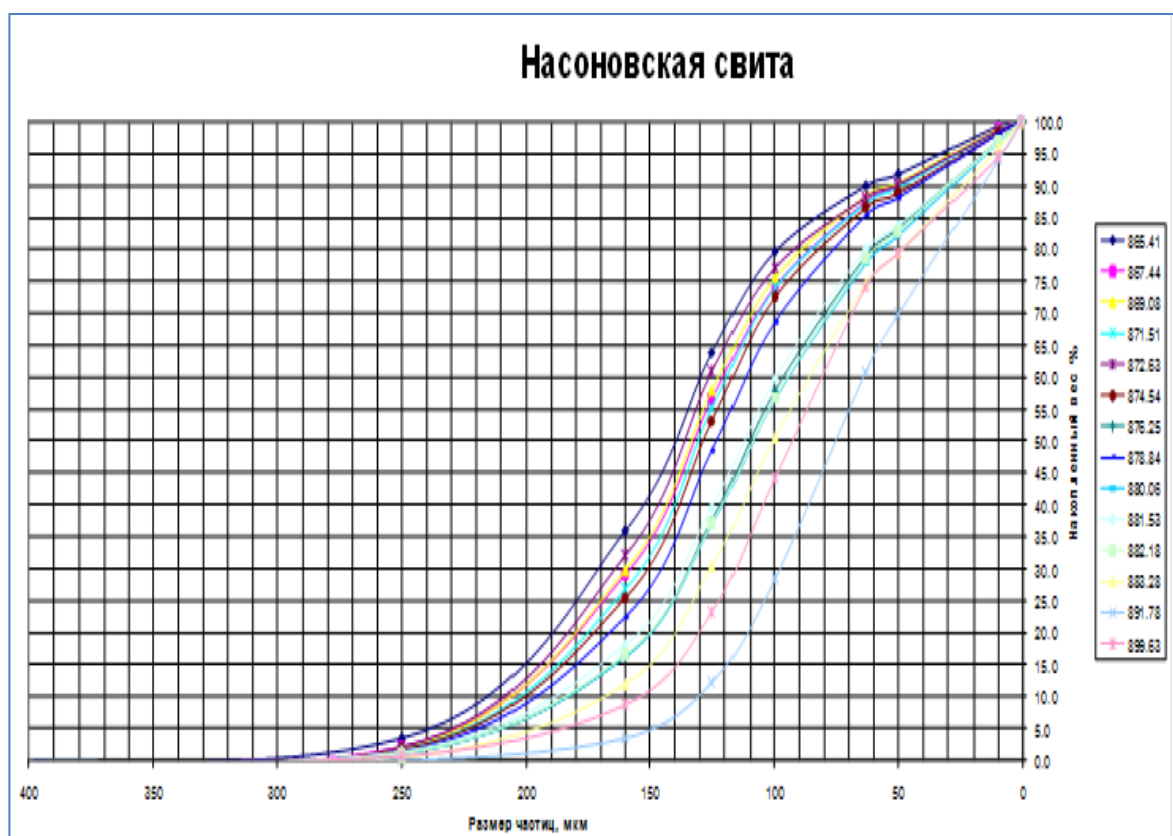


Рисунок 25 - Кривые гранулометрического состава песка Насоновской свиты

За последние несколько лет в России на различных месторождениях было проведено несколько опытно-промышленных работ и началось внедрение пассивных систем контроля притока зарубежных производителей для оптимизации работы устройствами контроля притока. Данные системы представляют собой противопесочные фильтра с установленными на них устройствами контроля притока (УКП). Эти устройства создают дополнительные перепады давления (либо за счет трения, либо гидравлически, либо их комбинацией) по длине скважины. Устройства устанавливаются один раз на все время работы скважины и не могут заменяться в процессе ее эксплуатации. Таким образом, в различных участках скважины можно

установить различные сопротивления потоку из пласта в скважину. С помощью разделения скважины заколонными пакерами на сегменты стараются добиться отсутствия перетоков между ними.

В случае, когда скважина проходит по неоднородному по фильтрационным свойствам пласту, высока вероятность быстрого прорыва газа или воды по высокопроницаемым зонам (зонам с повышенной трещиноватостью). Использование систем заканчивания с устройствами контроля притока дает возможность «прижать» высокопроницаемые зоны и, тем самым, интенсифицировать приток из низкопроницаемых участков. Это позволяет выровнять профиль притока по всей длине скважины и предотвратить ранние прорывы газа/воды. Для нашей задачи данная технология позволит приток из высокопроницаемых интервалов (соответственно снизить локальную скорость), что позволит говорить о меньшей степени разрушения породы и контроле выноса мехпримесей.

На сегодняшний день на рынке нефтегазового оборудования представлены два основных типа устройств контроля притока, производимых зарубежными компаниями, использующих различные механизмы создания дополнительного сопротивления притоку из пласта, - трубочно-винтовой и штуцерный. На рисунке 26 и рисунке 27 показаны трубочно-канальные устройства контроля притока (производство Бейкер-Хьюз) и штуцерные системы (производство Шлюмберже) соответственно.

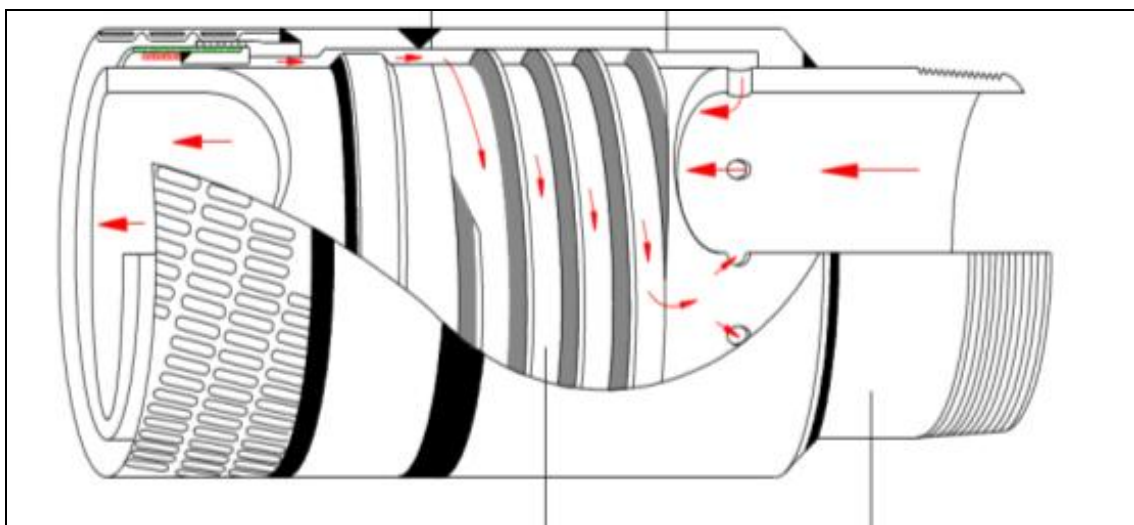


Рисунок 26 - Устройство контроля притока (Бейкер-Хьюз).



Рисунок 27 - Устройство контроля притока (Шлюмберже).

В качестве основных недостатков трубочно-винтовых систем контроля притока указывается высокий риск раннего закупоривания винтовых каналов. Основным же недостатком штуцерных систем контроля притока является то, что поток флюида, проходя через штуцер, приобретает очень большую скорость, что, в свою очередь, значительно повышает риск эрозии оборудования. Расточка штуцеров в результате эрозии может привести к быстрому снижению способности оборудования создавать сопротивление потоку, что, в свою очередь, может существенно ухудшить показатели работы скважины.

На Ванкорском месторождении в ряде скважин пробуренных в подгазовых зонах использовались устройства контроля притока производства Шлюмберже и Бейкер-Хьюз. То есть данный опыт позволит использовать технологию устройств контроля притока для водозаборных скважин Ванкорского месторождения.

В дипломной работе предлагается использовать новую конструкцию устройств контроля притока компании Бейкер-Хьюз (рисунок 28)

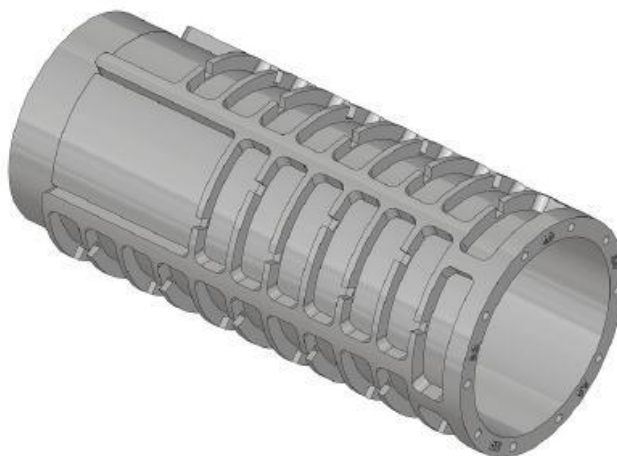


Рисунок 28 - Дизайн УКП SELECT Equalizer

Данная конструкция отличается высокой эрозийной стойкостью и возможность настраивать систему непосредственно перед спуском в скважину в зависимости от распределения фильтрационных свойств вдоль ствола скважины. На рисунке 29 представлено распределение скорости потока через устройство контроля притока SELECT Equalizer.

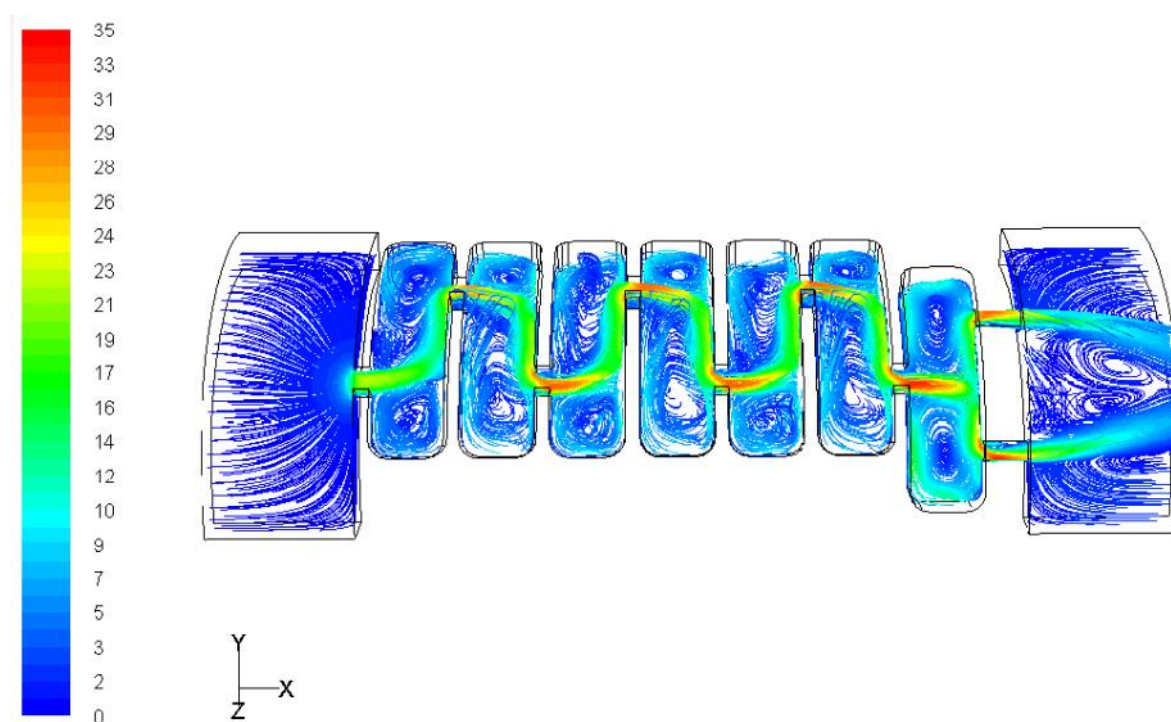


Рисунок 29 - Распределение скорости потока в SELECT Equalizer

Таким образом использование устройств контроля притока совместно с противопесочными фильтрами позволит не только бороться с мехпримесями но и минимизировать их появления за счет контроля скорости потока в призабойной зоне (ограничение депрессии в высокопроницаемых интервалах).

5.3.6 Гравийные фильтры.

В свою очередь анализ проблем пескопроявления на водозаборных скважинах Долганской свиты Ванкорского месторождения показали, что для Долганской свиты практически невозможно подобрать нужный типоразмер фильтроэлемента для противопесочных фильтров (рисунок 30) и рекомендуется использовать технологию гравийной набивки.

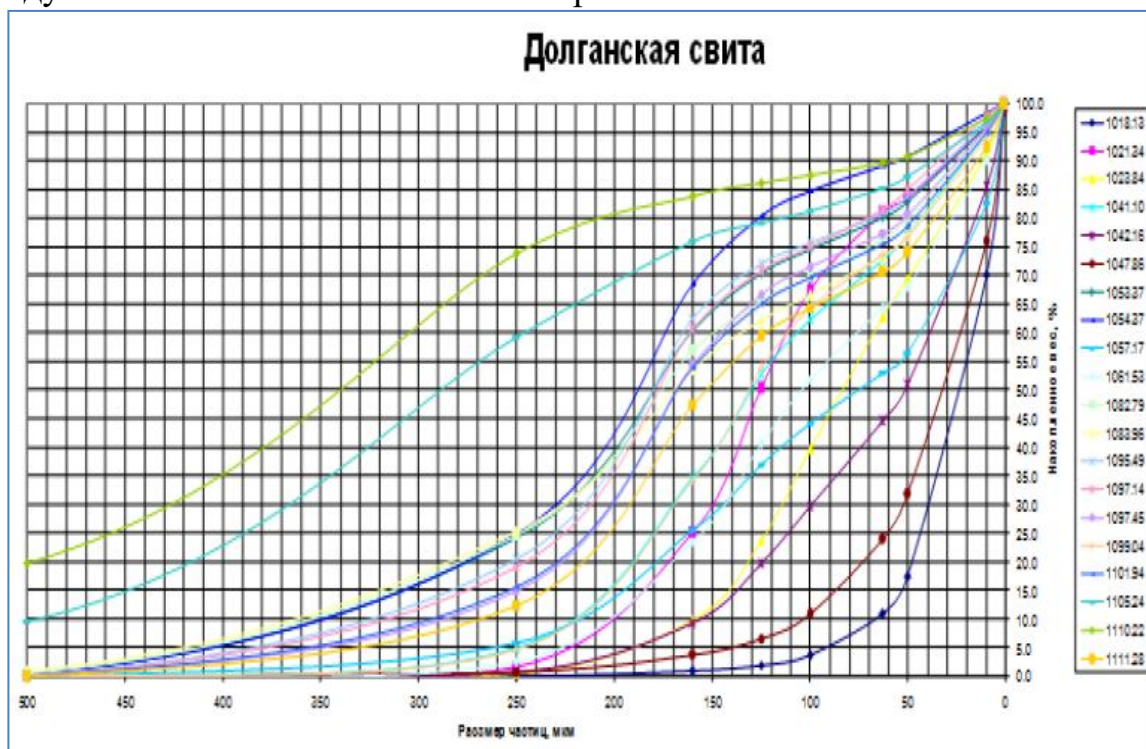


Рисунок 30 - Кривые гранулометрического состава песка Долганской свиты

При использовании широко известного и эффективного метода борьбы с выносом песка для создания гравийного фильтра вокруг механических или металлических фильтров внутри перфорированной обсадной колонны или в открытом стволе закачивается зернистая среда или гравий. Гравий представляет собой чистый, окатанный природный песок или синтетический материал, зерна которого достаточно малы, чтобы предотвратить попадание частиц пласта и некоторых мелкодисперсных частиц из добываемых флюидов, но достаточно велики, чтобы быть зафиксированными на месте с помощью металлических фильтров. В перфорационные отверстия и межтрубное пространство между скважинными фильтрами и перфорированной обсадной колонной или открытым стволом закачивают гравий и суспензию жидкости-носителя. Гравий осаждается при фильтрации жидкости носителя в пласт или обратной циркуляции на устье через фильтры.

На некоторых участках и при определенных пластовых условиях изолированные скважинные фильтры могут быть альтернативой созданию гравийного фильтра или ГРП с созданием фильтра. Начальная продуктивность скважин при наличии только скважинного фильтра в конструкции низа обычно хорошая, но мех примеси в конце концов засоряют фильтры. В отличие от них,

созданные гравийные фильтры имеют способность сохранять продуктивность скважин и предотвращать вынос песка в течение более продолжительных периодов из-за более высокой устойчивости ствола скважины. Однако, многие заканчивания только со скважинными фильтрами не могут предотвратить вынос песка. Другие скважины, законченные без создания гравийного фильтра, полностью не прекращали добычу, но снижали дебит из-за засорения или эрозии изолированных скважинных фильтров.

В результате компании-операторы все чаще используют технологии создания гравийного фильтра для защиты скважинных фильтров и создания лучшего низа конструкции ствола скважины для предотвращения выноса песка. Правильный выбор фракции гравия и создание полного гравийного фильтра в заколонном пространстве позволяют стабилизировать пласты и защитить скважинные фильтры от эрозии и постепенного засорения. Однако, при выполнении стандартных операций по бурению и созданию гравийного фильтра между гравием и пластами или в гравийном фильтре могут остаться остатки бурового раствора и жидкости-носителя, что приведет к снижению проницаемости пласта и гравийного фильтра. Снижение фильтрационных свойств пласта, возникшее в результате заканчивания скважины, приводит к увеличению требуемого давления начала притока или депрессии и снижению продуктивности скважины после создания гравийного фильтра. Это особенно проявляется при использовании дешевых стандартных жидкостей без учета эффективности.

Сущность технологии гравийной набивки заключается в следующем. Скважина бурится и крепится до кровли продуктивного горизонта, после чего продуктивный пласт вскрывается долотом меньшего диаметра. После этого проводятся расширение ствола скважины в продуктивном интервале, спуск фильтра с учетом перекрытия продуктивного интервала и закачка гравия (крупнозернистого отсортированного кварцевого песка) в расширенный интервал между пластом и фильтром (рисунок 31). Важное значение имеет правильный подбор диаметра гравия.

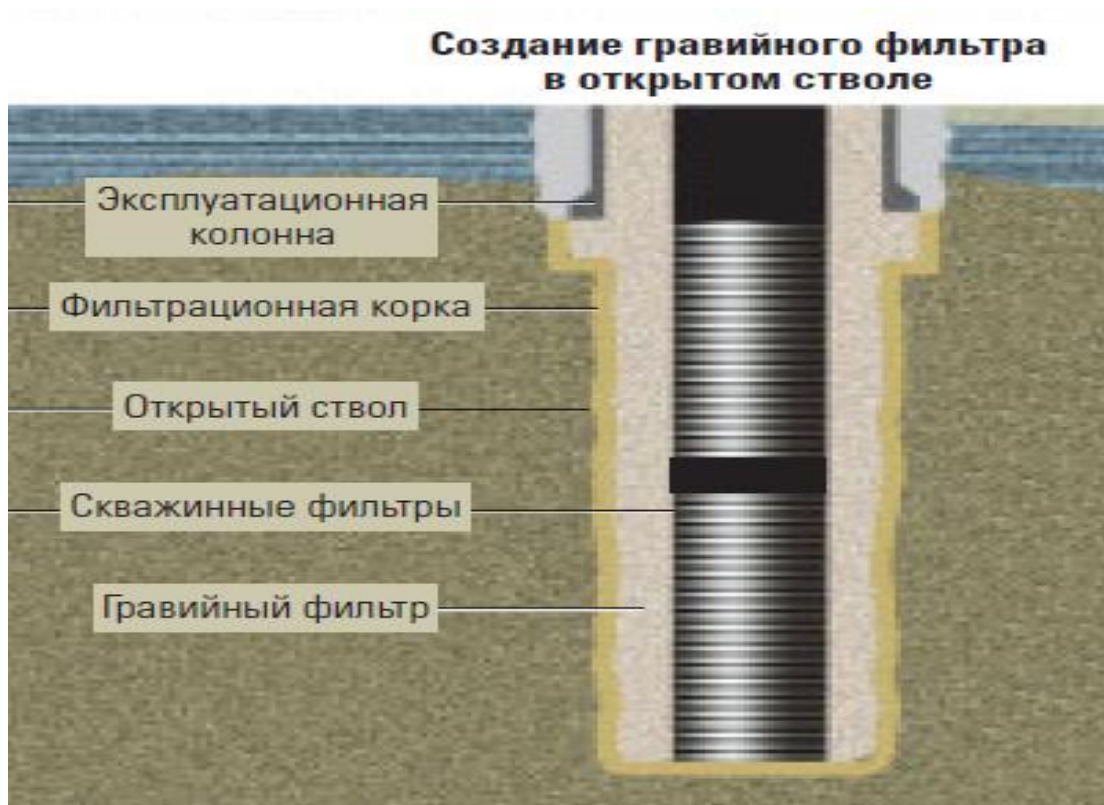


Рисунок 31- Кривые гранулометрического состава песка Долганской свиты

За рубежом для этого способа имеются различные технологии намыва гравия, разработаны жидкости, не снижающие продуктивности пласта, выпускается серийное оборудование для расширения продуктивных интервалов пластов и регенерации фильтров без извлечения их на поверхность, дающее возможность заменять гравий в случае необходимости. Выпускают высококачественные сварные фильтры из нержавеющей профилированной проволоки трапецеидального сечения, которые могут быть использованы как самостоятельно в качестве вставных фильтров, так и в качестве каркасов гравийных фильтров.

В НИПИтермнефтью была разработана технология предотвращения пескопроявлений в добывающих скважинах с помощью противопесочных фильтров с гравийной набивкой применительно к условиям месторождения Каражанбас. Технология включает следующие основные операции:

- бурение скважины и крепление ствола до кровли пласта;
- вскрытие продуктивного пласта долотом меньшего диаметра;
- проведение комплекса промыслово-геофизических работ, выделение интервала расширения ствола скважины, отбор керна из продуктивного интервала и определение гранулометрического состава песка;
- расширение (увеличение диаметра) ствола скважины в выбранном продуктивном интервале, кавернометрия и определение объема расширенной части;
- определение количества гравия для намыва фильтра, выбор диаметра гравия;

- замена бурового раствора в стволе скважины на жидкость намыва, спуск компоновки фильтра и подвеска его с расчетом перекрытия каркасом фильтра расширенного интервала;
- подготовка наземного оборудования;
- намыв гравия;
- контроль качества намытого фильтра;
- освоение скважины.

Особенностью разработанной технологии является намыв гравия по затрубному пространству. При этом гравий засыпается в емкость смесителя, насосом подается жидкость намыва, гравийно-жидкостная смесь под давлением поступает в затрубное пространство через устьевую головку. На каркасе фильтра гравий отфильтровывается и остается на забое, а жидкость по трубам возвращается на поверхность через вертлюг и по трубопроводу поступает в емкость и далее на прием насоса. В отличие от технологии намыва по трубам в этом случае отсутствует такое оборудование, как комбинированный инструмент и циркуляционная муфта. Устраняется опасность прихвата комбинированного инструмента в циркуляционной муфте при закачке гравия. При установке компоновки фильтра в расширенном интервале применена более простая конструкция пакера, позволяющая работать в скважинах с различной толщиной стенки обсадной колонны.

Один из основных показателей качества выполненной гравийной набивки - ее плотность. Обычно уплотнение набивки осуществляется путем вибрационного воздействия на хвостовик фильтра, что связано с повышением трудоемкости работ. Существенной особенностью разработанной технологии является гидродинамическое уплотнение гравийной набивки, осуществляемое путем прокачки жидкости через слой гравия. Технологией предусматривается создание резерва закачиваемого гравия не менее 10 % его расчетного количества. Резерв предназначен для предотвращения нарушения сплошности гравийной набивки в результате уплотнения гравия и выноса части пластового песка в процессе освоения скважин.

По данной технологии были оборудованы 15 добывающих скважин месторождения Каражанбас и две скважины месторождения Кенкияк, которые работают устойчиво, со значительным сокращением выноса механических примесей по сравнению со скважинами, не оборудованными гравийным фильтром. Эффективность работы гравийного фильтра зависит от соотношения между размерами гравия и зерен пластового песка.

При строительстве водозаборных скважин на Долганской свите возможно бурение наклонно-направленных или горизонтальных скважин. В данной дипломной работе также рассмотрены технологии гравийной набивки для подобных скважин. Если требуется создать гравийный фильтр, то компании-операторы должны выбирать между двумя опробованными на промыслах технологиями, применяемыми в настоящее время для заканчивания на длинных участках открытого ствола — намыв гравийного фильтра солевым раствором или технологию Alternate Path.

При намыве гравийного фильтра солевым раствором используется маловязкая жидкость-носитель (обычно солевой раствор) с низкой концентрацией гравия ($0,06-0,20 \text{ г/см}^3$) (рисунок 32). Первоначально образуется набивка на нижней стороне кольцевого пространства до тех пор, пока гравий не достигнет конца низа компоновки или пока гравий не уплотнится и не образует перемычку при большом поглощении жидкости. Гравитационные силы преобладают в этой альфа-волне прямой, поэтому гравий осаждается подобно перекачиваемым ветром дюнам на берегу моря, пока не достигнет равновесной высоты. Если режим течения ниже критического для переноса частиц, то гравий переместится далее по горизонтальному участку по направлению к концу низа компоновки. После прекращения альфа-волны вторая, или бета-волна, создает набивку в верхней части кольцевого пространства по направлению к началу горизонтального участка от его конца или от перемычки. Для бета-волны требуется достаточная скорость потока, чтобы поддерживать турбулентный режим течения и перемещать гравий вдоль верхней части кольцевого пространства. Эта волна существует до тех пор, пока пространство между набивкой и пластом не становится малым по сравнению с размером частиц гравия. Для предотвращения ухода жидкости в пласт, поддержания равновесной высоты гравия и предотвращения образования гравийной перемычки, приводящей к созданию неполного фильтра, необходимо, чтобы на стенках скважины имелась низкопроницаемая фильтрационная корка. При этом скважинный фильтр можно установить без прихвата, вызванного перепадом давления. При снижении скорости потока в кольцевом пространстве в результате поглощения на участке эрозии фильтрационной корки или при превышении давления разрыва пласта повышается высота гравийного фильтра на нижнем участке ствола скважины и возможно преждевременное образование перемычки и пустот в набивке (рисунок 32).

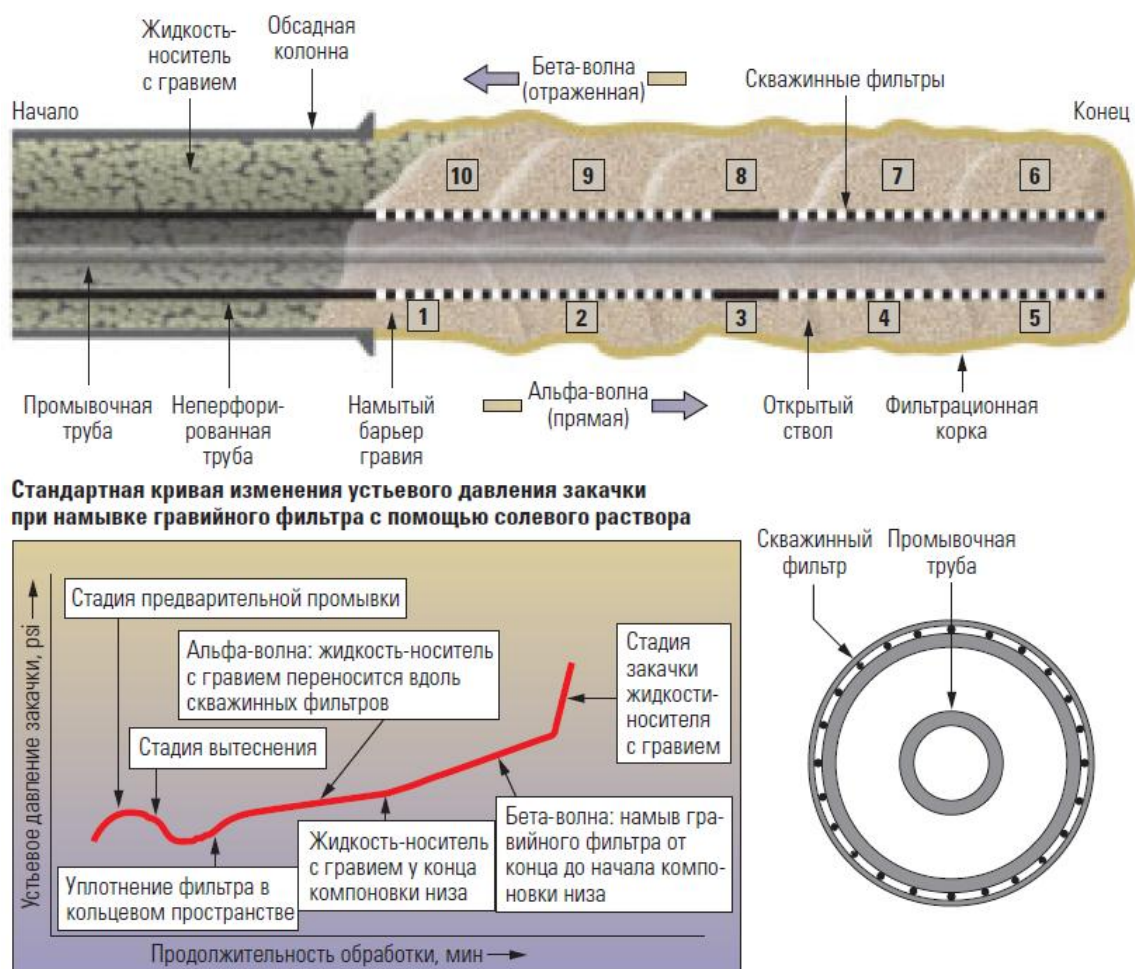


Рисунок 32 - Технология гравийной набивки “альфа-бета волны”

При намыве гравийного фильтра солевым раствором крайне важно иметь цельную фильтрационную корку, хотя при этом в кольцевом пространстве может образоваться неполная набивка, которая может повлиять на успех и надежность заканчивания скважины. По этой причине для вскрытия продуктивных интервалов открытым стволом используют специально разработанные и спроектированные БЖП. БЖП должна сформировать тонкую, низкопроницаемую фильтрационную корку, которая, тем не менее, в состоянии выдержать эрозию при закачке в скважину гравия. Благодаря таким характеристикам фильтрационную корку легче удалить или, по крайней мере, она меньше снижает проницаемость пласта.

При необходимости, после намыва гравийного фильтра солевым раствором требуется очищать забой, чтобы получить герметичную фильтрационную корку при намыве гравия. В скважинах с низким коэффициентом песчанистости пласта пропластки алевролитов и глин, подверженные влиянию жидкостей могут быть эродированы и перенесены высокоскоростным потоком в течение длительного периода, что в перспективе снижает конечную проницаемость гравийного фильтра. Использование скважинных фильтров с предварительной набивкой или высокоэффективных

сетчатых фильтров для ограничения выноса песка в случае неполного формирования гравийного фильтра в некоторой степени позволяет компенсировать ограничения технологии намыва гравийного фильтра солевым раствором, но тем не менее требуется более надежный метод.

Технология Alternate Path предполагает использование отводных трубок с внешней стороны скважинных фильтров, а также высоковязких жидкостей-носителей с высокой концентрацией гравия ($0,48-0,96 \text{ г/см}^3$) для создания полного гравийного фильтра ниже перемычек, образующихся между скважинными фильтрами и обсадной колонной или открытым стволом (рисунок 33).

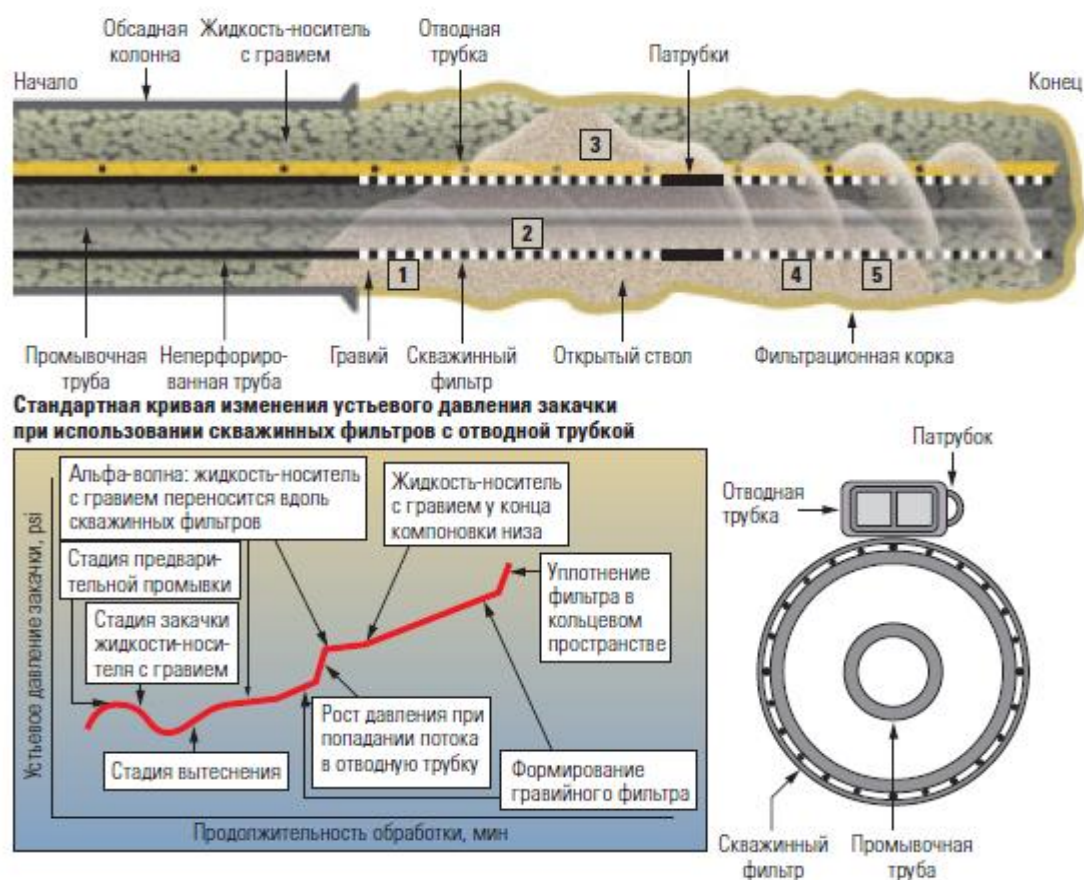


Рисунок 33 - Технология гравийной набивки Alternate Path

В отличие от намыва гравийного фильтра солевым раствором при использовании этой технологии не требуется создание герметичной фильтрационной корки на стенке скважины. При образовании перемычки гравия давление в кольцевом пространстве повышается, и жидкость-носитель с гравием поступает в отводные трубки — единственный открытый канал для потока. Отводные трубки создают каналы для жидкости-носителя с гравием, чтобы обойти участок смятого ствола, надувные пакеры или перемычки гравия в кольцевом пространстве в начале интервалов или в прилегающих зонах с большим поглощением жидкости в пласт.

Широкомасштабные испытания, моделирующие чрезмерно высокие утечки жидкости в пласт, доказали, что одиночные отводные трубки позволяют создавать гравийные фильтры в горизонтальных интервалах длиной 700 метров даже без выхода жидкости на устье. Инженеры адаптировали фильтры Alternate Path для больших горизонтальных участков открытых стволов путем проектирования патрубков и отводных трубок, позволяющих уменьшить скопление гравия внутри самих трубок, за счет использования жидкостей-носителей, не ухудшающих фильтрационные свойства и имеющих хорошую способность транспорта гравия, и за счет установки трубчатых кожухов с просверленными отверстиями вокруг всей компоновки для центрации скважинных фильтров и защиты отводных трубок.

Гравий не так легко загнать в небольшие выходные отверстия, поэтому были разработаны угловые патрубки большого диаметра, которые выступают в поток жидкости и позволяют снизить осаждение и концентрацию гравия внутри отводных трубок. Отводные трубки с отверстиями, или патрубки, являются трубками набивки. Для очень больших интервалов по всей длине компоновок скважинных фильтров крепят транспортные отводные трубки без выходных отверстий, позволяющие ограничить обезвоживание жидкости-носителя с гравием за счет снижения утечек жидкости-носителя в кольцевое пространство и доставки жидкости-носителя с гравием к трубкам набивки с расходом 0,6-0,9 м³/мин.

Транспортные отводные трубки соединяются с трубками набивки через манифольд в месте соединения каждой секции скважинного фильтра. Жидкость-носитель с гравием поступает вниз по трубкам набивки или в результате транспорта к трубкам набивки и выходит через износостойкие карбидные патрубки, позволяющие создать набивку в пустотах, образовавшихся за скважинными фильтрами при расходе 0,08-0,3 м³/мин. Неперфорированная труба выше скважинного фильтра также может быть снабжена транспортными трубками, чтобы имелся канал для жидкости-носителя с гравием в случае смятия ствола скважины или образования перемычки гравия в начале интервала.

Вышеописанные технологии гравийной набивки смогут решить проблему выноса песка для водозаборных скважин Долганской свиты.

Несмотря на существенные преимущества данной технологии, основным недостатком является довольно высокая стоимость и технологические сложности при проведении работы (например требуется специальное оборудование и инженерное сопровождение работ). На данный момент подобные работы выполняются в основном зарубежными сервисными компаниями.

6 Безопасность и экологичность проекта

Первостепенной задачей ЗАО «Ванкорнефть» является сохранение жизни и здоровья работников и охраны окружающей среды по отношению к

результатам своей деятельности; рациональное использование природных ресурсов – воды, почв, лесов, полезных ископаемых; сокращение образования отходов на основе внедрения современных технологий.

При проведении буровых работ необходимо уделять внимание безопасности технологических процессов и защите окружающей среды, т.к. нарушение техники безопасности, нормативных правил и регламентов может привести к серьёзным последствиям, гибели людей, нарушению устойчивых экосистем.

Целью данного раздела является разработка комплекса мероприятий технического и организационного характера, направленных на создание безопасных условий труда, предотвращение несчастных случаев и защиту окружающей среды

6.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Рабочее место основного персонала находится непосредственно на площадке буровой возле устья скважины, буровая бригада при производстве работ занимается:

- спуско-подъёмными операциями;
- сборкой-разборкой компоновки низа бурильной колонны;
- заменой породоразрушающего инструмента;
- подготовкой технологических жидкостей в процессе бурения;
- контролем технологических параметров при бурении скважины;
- контролем работоспособности устьевого и наземного оборудования.

Буровые работы имеют немало специфических особенностей, связанных с опасными и вредными производственными факторами:

- непрерывный круглосуточный технологический процесс в различных погодных условиях;
- находящийся на посту буровой персонал лишь частично защищен от воздействия погодных факторов и внешней среды.

При неправильной организации труда и производства работ, при не соблюдении мероприятий по проводке скважин возможны следующие опасности и вредности, представленные в таблице 4 [22].

Таблица 4 – Перечень опасностей и вредностей при производстве работ

Опасности	Вредности
механические травмы	климатические условия
поражение электрическим током	шум
пожары	вибрация
взрывы	освещение
ожоги	запыленность и загазованность

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного

травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда [8].

Общая оценка условий труда по наиболее высокому классу и степени вредности отдельных факторов составляет 3 класс вредности 2 степени [9].

При производстве работ возможны следующие аварийные ситуации:

1) Механические травмы возможны во время спускоподъемных операций, падения с высоты различных предметов, а также деталей вышки и обшивки буровой, отсутствие ограждений движущихся частей бурового оборудования, применение опасных приемов труда и т.д.

2) Поражение электрическим током возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств при обслуживании электроустановок.

3) Пожары возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами (нефть, газ и т.д.), при возникновении газонефтеводопроявления, из-за того, что территория замазучена.

Ожоги возможны вследствие небрежного хранения и обращения с химическими реагентами; открытым огнем; горючими материалами.

6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Эксплуатация проектируемого оборудования предполагается на открытом воздухе в любое время года и любых метеорологических условиях; производственные процессы осуществляются при контакте работающих с водой, глинистым и цементным раствором, сырой нефтью, водой, химическими реагентами.

Ванкорское нефтегазовое месторождение расположено на территории Туруханского и Дудинского районов Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа Красноярского края, относится к климатическому региону – Ia, климатический пояс – «особый» [10].

В холодный период года для работающих предусмотрены помещения для обогрева, использование спецодежды и индивидуальных средств защиты.

Проблема создания на буровой нормативных параметров микроклимата вспомогательных и административно-бытовых помещений осложняется невозможностью сооружения замкнутых пространств для мест работы бурильщика и его помощников. В связи с этим применяются душирующие устройства непосредственно у каждого рабочего места или по углам рабочей площадки. Дополнительно для улучшения жизни и быта работающих на буровой в летнее время устанавливаются кондиционеры, в зимнее время – обогреватели помещений.

6.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Проектируемый участок оснащен:

- складскими площадками высотой 2,5 метра;
- смонтированной буровой с её механизмами высотой 53 метра;
- насосным блоком высотой 3 метра;
- жилыми передвижными вагончиками высотой 2,5 метра;
- автомобильными подъездными путями и площадками для размещения дополнительного мобильного оборудования протяженностью 2 км;
- дорожками для пешеходов протяженностью 1 км.

Расстояние между передвижными вагончиками – не менее 1м. Расстояние от устья скважины до складских площадок и жилых вагончиков – не менее 10м. Уклон лестницы с приёмных мостков к полу буровой – не менее 50 градусов от горизонтали. Все маршевые лестницы должны быть оборудованы поручнями высотой 1,5 м.

Топливные резервуары для ДВС от наружных стен зданий и сооружений буровой расположены на расстоянии более 55 м [23].

Топливные ёмкости имеют обвалование, достаточное для предотвращения разлива ГСМ

На Ванкорском месторождении используется вахтовый график работы. Доставка буровых бригад на месторождение осуществляется с помощью автотранспорта. Во время рабочих смен персонал обеспечивается горячим питанием, чистой питьевой водой.

Работники всех бригад, участвующих в цикле строительства скважины, обеспечены бесплатной спецодеждой, спецобувью, предохранительными приспособлениями и средствами индивидуальной защиты [11].

В ходе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров химических реагентов, входящих в состав буровых и тампонажных растворов, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, превышения максимально допустимого давления, отказы или выходы из строя регулирующих и предохранительных клапанов, разлива растворов. Пары химических реагентов и газа при определенном содержании их в воздухе могут вызвать отравления и заболевания. При постоянном вдыхании паров поражается центральная нервная система, снижается артериальное давление, становится реже пульс и дыхание, понижается температура тела.

Источником шума на буровой являются все механизмы и агрегаты, источником вибрации могут быть неотцентрированные вращающиеся детали, бурильная колонна, вибросита, неравномерное течение жидкости в трубопроводе и т.д. Шумы способны вызвать полную или частичную потерю слуха, глубокое расстройство нервной системы, стимулируют сердечно-сосудистые, раковые, желудочно-кишечные и другие заболевания. Вредное

воздействие вибрации на организм человека выражается в возникновении вибрационной болезни.

На рабочем месте бурильщика уровень шума достигает до 115 дБ при норме до 35 дБ[12]. Для снижения вредного воздействия шумов и вибраций необходимо производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, подтягивание ослабевших соединений, своевременно смазывать вращающиеся детали. Если подавить шум в источнике возникновения невозможно, то следует применять звукопоглощающие и звукоизолирующие экраны ПП-80, ПА/О, ПА/С,СИЗ органов слуха (противошумные наушники) [12].

Зоны с эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ должны быть обозначены знаками безопасности. [12]

Уровень вибрации, создаваемой на рабочих местах, соответствует норме (таблица 5) [13].

Таблица 5 – Нормы освещённости рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности

Наименование объекта, работ	Разряд работ по точности	Освещенность, лк, при общем освещении лампами накаливания
На буровых установках:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) роторный стол	X	100
в) пульт и щит управления без измерительной аппаратуры (рычаги, рукоятки)	VI	75
д) дизельное помещение	VI	50
е) компенсаторы буровых насосов	VI	75
ж) люлька верхового рабочего, полати	IX	50
з) механизмы захвата и подъема труб АСП и МСП	IX	50
и) редуктор (силовое помещение)	VIIIa	30
к) желобная система	XI	10
л) приемный мост, стеллажи	XI	10
м) глиномешалка, сито, сепаратор	VIIIb	30
н) маршевые лестницы, переходы вдоль желобной системы и т. п.	XI	10

Предусмотрены следующие виды освещения [14]:

рабочее - освещение во всех помещениях и на неосвещаемых территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения – не менее 30 лк;

эвакуационное - освещение обеспечивает в помещениях и проходах освещенность не менее 0,5 лк на уровне пола. Светильники эвакуационного освещения присоединены к сети, не зависящей от сети рабочего освещения. При отключении источника питания эвакуационного освещения оно

переключается на аккумуляторную батарею или двигатель-генераторную установку.

Для освещения производственных площадок применяем светильники типа СПП-200, буровой вышки – светильники повышенной взрывозащищенности типа НОГЛ. Выбор типа светильников производим с учетом характера светораспределения, окружающей среды и высоты помещения [14].

Для создания благоприятных условий труда проводятся мероприятия:

- утепление буровой в холодное время года;
- контроль воздушной среды;
- использование средств индивидуальной защиты и КИП, когда невозможно избежать действия неблагоприятных климатических условий;
- организация отдыха, перерывов в работе.

6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Применяемые химические вещества имеют различные свойства. Тяжесть и глубина действия вредных веществ на организм человека зависит от их вида и физико-химических свойств. В таблице 6 приведены характеристики вредных веществ в бурении и добыче [15].

Таблица 6 – Вредные вещества в бурении и добыче

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Соляная кислота (HCl)	5	2
Серная кислота (H ₂ SO ₄)	1	2
NaOH, KOH	0,5	2
Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃)	2	3
NaCl, KCl	5	3
Барит (BaSO ₄)	6	4
Нефть	10	3
Углеводороды предельные C ₁ -C ₁₀	300	4
СО	20	4
Глинопорошки	4	4
Цемент	6	4
ПАВы (сульфанол, детергент и др.)	3	4
КМЦ (карбоксиметилцеллюлоза)	10	3
Полимеры и сополимеры на основе ПАН (гипан, метас)	10	3
ПАА (полиакриламид), Кем-Пас, Поли КемД	10	3
ДК-дрилл, сайпан	2	4
УЩР (углещелочной реагент)	0,5	2
НТФ (нитрилтриметилфосфоновая кислота)	2	3
Сажа	4	3

Вредные вещества, используемые в современной технологии добычи нефти и газа оказывают общее токсическое, раздражающее, канцерогенное и

мутагенное действие на человека, представляя опасность для его здоровья и жизни.

Сырая нефть вызывает экземы и дерматиты при соприкосновении с кожей человека. Двуокись углерода является бесцветным, тяжелым и мало реакционным газом, который вызывает сильное наркотическое отравление при содержании в воздухе 10%.

Сернистый ангидрит – это бесцветный газ с острым запахом, который раздражает дыхательные пути с образованием на их поверхности серной кислоты. Предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе составляет 10 мг/м³. При концентрации 120 мг/м³ у людей появляется одышка, а при 300 мг/м³ – расстройства сознания.

Детергенты, к которым относятся ПАВы, вызывают в основном нарушение газообмена между водоемами и атмосферой. Их ПДК в питьевой воде может составлять не более 500 мг/м³ [24].

Природный газ главную опасность может представлять недостатком кислорода, которая возникает при большом количестве в воздухе метана, когда давление и удельное сопротивление кислорода резко уменьшается.

Бензин поступает в организм человека главным образом через дыхательные пути вместе с воздухом, после чего усваивается в кровь. Результатом данного отравления является разрушение нервной системы, отравление бензином наступает при концентрации его паров в воздухе 0,005-0,01 мг/м³. Если концентрация составляет 0,04 мг/м³, то смерть человека наступает мгновенно.

ПДК окиси углерода в воздухе составляет 20 мг/м³, при концентрации 1800 мг/м³ может наступить тяжелое отравление, а при 3600 мг/м³ – смерть [16].

Электропитание оборудования производится от трёхфазной трёхпроводной сети переменного тока напряжением $V = 220/380$ В, класс по опасности поражения током – 3 (особо опасный) [25].

К основным причинам поражения электрическим током относятся:

случайное прикосновение к токоведущим частям электрооборудования, находящегося под напряжением;

появление напряжения на отключенных нетоковедущих частях оборудования, в результате ошибочного включения при ремонтных работах.

Для защиты персонала от поражения электрическим током применяем:

- недоступность токоведущих частей;
- защитные ограждения;
- изоляцию токоведущих частей;
- изоляцию рабочего места;
- защитное заземление;
- малое напряжение;
- предупредительную сигнализацию;
- знаки и плакаты безопасности;
- средства индивидуальной защиты – по ПУЭ [17].

Для предохранения рабочих от поражения электрическим током электрооборудование должно быть надежно заземлено. Заземление осуществляется электродами из круглой стали $d = 12$ мм, $l = 5$ м, забиваемых в землю на глубину 5,7 м и соединенных стальной полосой 40х4 мм.

6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Буровая установка по взрывопожарной опасности относится к категории А, степень огнестойкости II [18].

Причинами взрывов и пожаров являются:

- пропуски дизельного топлива, разливы нефтепродуктов и горючих веществ;
- нарушение герметичности выхлопных коллекторов двигателей, неисправность искрогасителей;
- применение открытого огня, курение, проведение сварочных работ вблизи мест хранения нефти, горюче-смазочных материалов, сгораемых конструкций и горючих веществ;
- неисправности электрооборудования, вызывающие искрение, короткое замыкание, нагрев проводов;
- прокладка силовой осветительной сети с нарушениями;
- перегрузка электрических приборов, оборудования.

Во избежание возникновения взрывов и пожаров необходимо выполнение мероприятий:

- территория вокруг буровой в радиусе 50 м должна быть очищена от травы, валежника, листьев;
- площадки вокруг наземных сооружений должны быть выровнены и не иметь препятствий для передвижения людей и пожарного транспорта;
- топливная емкость для двигателей внутреннего сгорания и смазочные материалы должны располагаться не ближе 15 м от буровой;
- запрещается пользоваться на буровой факелами, спичками, свечами, керосиновыми факелами. На территории буровой запрещается разведение костров, сжигание мусора, выжигание травы. Курение разрешается только в специально отведенных для этого местах, оборудованных емкостью с водой и надписью «Место для курения»;
- электрические машины, оборудование, приборы, применяемые во взрывоопасных местах, должны отвечать нормативным требованиям;
- - во избежание разрушений, загораний и взрывов при прямых ударах молнии должна устанавливаться молниезащита. Запрещается во время грозы производить работы на буровой вышке, находиться на расстоянии ближе 10 м от заземляющих устройств молниезащиты;
- для борьбы с проявлениями вторичных воздействий молний, а также статического электричества технологическая аппаратура и трубопроводы,

содержащие горючие пары и газы, должны заземляться. Сопротивление заземляющих устройств допускается до 100 Ом [19].

Дизельное топливо и нефтепродукты для приготовления раствора хранятся не ближе 40 м от буровой.

Буровая установка должна быть оборудована следующими средствами пожаротушения:

- двумя пожарными стояками диаметром 50-60 мм, установленными в 15-20 м от помещений насосной и со стороны мостков буровой в 75-100 м от водопровода;
- тремя пожарными рукавами и двумя переводниками диаметром 50-60 мм (длина одного рукава не менее 20 м);
- огнетушителями ОХП-10 в количестве 6 шт., ящиками с песком емкостью 0,5 м³ (4 шт.), пожарными щитами, оборудованными лопатами, ломом топорами, баграми, ведрами [20].

6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.

В процессе строительства скважины наиболее сложной чрезвычайной ситуацией является открытый нефтяной или газовый фонтан, представляющий большую опасность не только для сооружений на устье скважины и обслуживающих их специалистов, но и для промышленных и жилых объектов, расположенных в зоне строительства скважины.

Открытые фонтаны – являются редкой аварийной ситуацией, но встречаются повсеместно, причем особенно часто при проводке скважин на новых месторождениях нефти и газа.

Основные причины открытых фонтанов:

- не соответствующая геологическим условиям конструкция скважин;
- некачественное цементирование обсадных колонн;
- отсутствие противовыбросового оборудования на устье скважин при вскрытии горизонтов, несоответствие его параметров условиям бурения скважин.
- халатность работников, несоблюдения правил техники безопасности и требований проектов.

При аварии могут возникнуть взрывы и пожары, что существенно опасно как для персонала, работающего на буровой (ожоги, травмы, отравления, и т.д), так и для экологии.

Бурение скважин производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Объект относится к первой категории по ГО [21].

Численность буровой бригады составляет 32 человека. Каждый работник предприятия, находящийся на территории буровой площадки обеспечен на 100% средствами индивидуальной защиты и медицинской аптечкой на случай аварийных или экстренных ситуаций.

На буровой необходимо поддержание в готовности систем оповещения в случае чрезвычайных ситуаций. Для оповещения об аварии предусмотрены некоторые виды оперативной связи со следующими возможностями громкой связи между буровой и вагоном-домиком мастера и технолога посредством мобильных и стационарных радиостанций.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Буровые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП. Так же имеются дизельные электростанции.

Основными мероприятиями по предотвращению и ликвидации аварий являются: проверка состояния противовыбросового оборудования, наличие средств и материалов по борьбе с нефтегазопрооявлениями, обучение буровой бригады. Важным профмероприятием для предупреждения открытого фонтанирования является практическая подготовка буровой бригады. Бурильщик и его помощники обязаны знать условия проводки скважины и глубину залегания пласта.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

6.7. Экологичность проекта

Основными источниками загрязнения окружающей природной среды являются:

- буровые и тампонажные растворы;
- сточные буровые воды и шлам;
- пластовые воды;
- продукты испытания скважин;
- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания и котельных;
- материалы для приготовления, утяжеления и химической обработки буровых и тампонажных растворов;
- ГСМ;
- хозяйственно-бытовые сточные воды и твердые бытовые отходы;
- ливневые сточные воды.

Показатели опасности песка замасленного и компонентов отхода, а также расчёт класса опасности для окружающей среды сведён в таблицу 7 [26].

Таблица 7 – Показатели опасности компонентов отходов и классы опасности отходов

Отход и компонент отхода	Концентрация компонента отхода С, мг/кг	Относительный параметр опасности компонента отхода X_i	Коэффициент степени опасности компонента отхода W_i	Показатель степени опасности компонента отхода K_i
<i>Песок замасленный,</i>				
кварцевый песок	900000	4	10^6	0,9
нефтепродукты	150000	2,85	2928,645	51,22
хлорид натрия	30000	2,2	398,1072	75,36
сульфат натрия	20000	2	215,4435	92,84
Показатель опасности песка замасленного – 220,31, класс опасности для окружающей среды – III (умеренно опасный), степень негативного воздействия на окружающую среду – средняя				

Загрязняющая способность буровых растворов зависит от степени вредности составляющих их компонентов.

Уровень загрязнения окружающей среды от сбросов сточных вод и других жидких и твердых отходов при строительстве скважин оценивается кратностью превышения ПДК загрязняющих веществ, перечисленных выше.

Загрязнение природных объектов происходит при разрушении обваловок амбаров или при их переполнении. В случае плохой гидроизоляции стенок амбаров при сооружении их в пронизываемых грунтах происходит фильтрация жидкой фазы шлама, загрязняющей подземные воды. Окружающая среда загрязняется газообразными продуктами при работе двигателей внутреннего сгорания, котельных и при испытании скважин.

Загрязнение окружающей среды буровыми растворами исключают в результате:

- уменьшения объема наработанного бурового раствора при использовании фосфоновых комплексов;
- широкого внедрения гидрофобизирующих кремнийорганических жидкостей;
- улучшения очистки буровых растворов применением вибросит, гидроциклонов и центрифуг;
- замены земляных амбаров металлическими емкостями с циркуляционными системами;
- разработки новых рецептур буровых растворов, учитывающих степень вредности для объектов окружающей среды каждого компонента и системы в целом;
- утилизации или захоронения с предварительной нейтрализацией отработанных буровых растворов;

– транспортировки промывочной жидкости в закрытых емкостях, сыпучих материалов, утяжелителя и химических реагентов на буровые – в контейнерах и хранения их в герметичной таре и закрытом помещении.

Для сохранения пресных подземных вод незагрязненными необходимо:

- при проектировании конструкции скважины предусматривать изоляцию водоносных горизонтов обсадными трубами;
- цементирование кондуктора до устья;
- при вскрытии водоносных горизонтов не допускать использования в буровых растворах нефти, хроматов, фенолов и других токсичных реагентов.

Для предупреждения загрязнения поверхностных вод ливневыми и талыми водами, стекающими с участка буровой, предусматриваем:

ограждение отведенного участка буровой нагорной канавой;

в нижней по склону части участка предусматриваем канаву и амбар для перехвата и аккумуляции всего стока, стекаемого с участка;

использование ливневых и талых вод для технических целей [27].

При строительстве и эксплуатации производственных объектов образуются отходы, размещаемые на площадках временного хранения.

Допускается временное хранение отходов на территории предприятия сроком до одного года без оформления разрешения при соблюдении правил временного хранения отходов. Площадки временного хранения отходов оборудованы таким образом, чтобы свести к минимуму загрязнение окружающей природной среды.

Нормирование объемов и условий накопления токсичных промышленных отходов на площадках временного хранения осуществляется в соответствии с нормативными требованиями [28].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Из существующего многообразия способов защиты УЭЦН от воздействия механических примесей, одним из наиболее эффективных и технологически несложных методов является противопесочные фильтры. Применение противопесочных фильтров для защиты УЭЦН от механических примесей является важной задачей, обеспечивающей продление срока службы безопасной и без аварийной работы и соответственно, сокращение расходов на их ликвидацию, а так же повышение экологической безопасности объектов.

В ходе работы были проанализированы основные осложняющие факторы, возникающие при эксплуатации УЭЦН, был произведен анализ каждого из методов борьбы с пескопроявлением, проведено подробное сравнение эффективности самых востребованных и распространенных методов. Выбор оптимального варианта был произведен на основании таких параметров как: эффективность, срок службы, совместимость с рассматриваемым месторождением.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса.
СНО – средняя наработка на отказ.
МРП – межремонтный период.
ГИС – геоинформационная система
ЦППД – цех поддержания пластового давления.
ППД – поддержание пластового давления
ЦПС – центральный пункт сбора.
УПСВ – установка предварительного сброса воды.
ВНД – водовод низкого давления.
БКНС – блочно-кустовая насосная станция.
ВДК – куст водозаборных скважин.
ВВД – водовод низкого давления
ФА – фонтанная арматура.
ЦА-320 – цементируемый агрегат.
КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика.
ГРП – гидроразрыв пласта.
ГНО – глубинно-насосное оборудование.
КВЧ – коэффициент выноса частиц.
МДПТ – матрица диапазонов применимости.
ТВЧ – твердые взвешанные частицы.
ОПИ – опытно-промышленные испытания.
ВЗ-5 – водозаборная скважина
СУсЧРП – станция управления с частотно-регулируемым приводом.
ПЭД – погружной электродвигатель.
СИЗ – средства индивидуальной защиты.
МЧС – Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий.
ПЛА – план ликвидации аварий.
ПТП – план тушения пожаров.
ПБР – план быстрого реагирования.
ГСМ – горюче-смазочные материалы.
ПДК – предельно допустимая концентрация.
ДВК – датчик дозрывоопасных концентраций.
УКП – устройство контроля притока.
БЖП – буровая жидкость для пласта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1.Справочник нефтепереработчика: Справочник/ Под ред. Г .А. Ласточкина, Е .Д. Радченко и М .Г. Рудина. – Л.: «Химия», 1986. – 648 с.
 - 2.Технологическая схема разработки Ванкорского месторождения, ОАО «НК «Роснефть». - Москва, 2006. – 14 с.
 3. РД 153-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. - Взамен РД 39-0147035-207-86; введ. 23.09.96. - Москва Минтопэнерго, 1996. – 98 с.
 4. Трулев А. В. Мех. примеси осложненный фонд скважин / А. В. Трулев // «Инженерная практика» - №2 2010. – С. 3 – 4.
 - 5.Топольников, А. С. «Комплексный подход к проектированию системы механизированной добычи нефти в условиях выноса мехпримесей» / А. С. Топольников, К. В. Литвиненко // « Инженерная практика.» — 2010. — № 2. С. – 2 – 3.
 - 6.Ануфриев, С. Н. «Опыт эксплуатации УЭЦН в условиях повышенного содержания мехпримесей» / С. Н. Ануфриев, С. В. Погорелов // «Инженерная практика».— 2010.— № 2. С. – 3.
 - 7.А.с. 1689588 СССР, МКИ5 Е 21 В 33/138. «Состав для крепления призабойной зоны пескопроявляющей скважины» В. И. Дадыка (СССР) № 4244960/03; Заявл. 13.05.89; Оpubл. 07.11.91, Бюл. № 41. С – 56 – 58.
 8. Мусияченко, Е. В. Учебно-методическое пособие / Е. В. Мусияченко // , таблица №1 "Классы профессионального риска". Красноярск. Сиб. федер. ун – т БЖД. – 2016. – с. 12–17.
- к разделу диплома по БЖД
9. О специальной оценке условий труда: Федеральный закон от 28.12.2013 № 426-ФЗ (ред. от 01.05.2016) – Москва: Гос. дума 2013 – 60 с.
 10. Мусияченко, Е. В. Учебно-методическое пособие / Е. В. Мусияченко // , таблица №2 "Климатические регионы (климатические пояса) Российской Федерации".Красноярск. Сиб. федер. ун – т БЖД. – 2016. – с. 12–17.
 11. Приказ от 09.12.2014 N 997 Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением; - введ. 09.12.2014. – Москва : Мин. труда и соц. защиты Российской Федерации, 2014. – 45 с.
 12. ГОСТ 12.1.003-83 Допустимые уровни шумов в производственных помещениях. – Взамен ГОСТ 12.1.003-76; введ.6.06.1983. – Москва : Государственный комитет СССР по стандартам, 1983. – 120 с.
 13. ГОСТ 31319-2006 Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. – Введ. 01.07.2008. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 47 с.

14. ВСН 34–82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности. – Введ. 01.01.1983. – Москва: Государственный комитет СССР по стандартам, 1983. – 37 с.
15. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих. – Введ. 10.08.1996. – Москва : Мин. охраны окруж. среды и природных ресурсов Российской Федерации, 1996 - 100 с.
16. СН 245-63 Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. - Взамен СН 245-63, СН 106-60 и СН 172-61; введ. 05.11.1971. – Москва : Государственный комитет Совета Министров СССР по делам строительства, 1971. - 61 с.
17. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Введ. 17.07.1979. – Москва : Государственный комитета СССР по стандартам, 1979. - 28 с.
18. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 01.05.1979. – Москва : МЧС России, 2009. - 87 с.
19. ГОСТ Р 50571.10-96 Заземляющие устройства. – Введ. 10.07.1996. – Москва : Госстандарт России, 1996. – 10 с.
20. Федеральный закон О безопасности производственных процессов добычи, обогащения и переработки полезных ископаемых. – Введ. 11.12.2013. – Москва : Фед. служба по экологическому надзору, 2013. - 76 с.
21. Федеральный закон № 28 "О гражданской обороне".
22. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 18.11.1974. – Москва : Государственный комитета СССР по стандартам, 1974. - 36 с.
23. Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. – Введ. 28.01.2014. – Москва : ОАО « НК Роснефть », 2014. - 79 с.
24. ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. – Введ. 26.03.1986. – Москва : Государственный комитета СССР по стандартам, 1986. - 17 с.
25. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 7-е издание. - Введ. 08.07.2002. – Москва : Минэнерго России, 2002. - 83 с.
26. Приказ Минприроды России от 15.06.2001 № 511 Об утверждении критериев отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей природной среды. . - Введ. 15.06.2001. – Москва : Минприроды России, 2001. - 88 с.
27. ГОСТ 12.3.006-75 ССБТ. Эксплуатация водопроводных и канализационных сооружений и сетей. Общие требования безопасности. - Введ. 14.08.1975. – Москва : Государственный комитета СССР по стандартам, 1975. - 23 с.
28. РД 51-31323949-38-98 Руководящий документ по технологии сварки технологических трубопроводов КС из теплоустойчивых и высоколегированных сталей. - Введ. 23.11.1998. – Москва : ОАО «Газпром», 1998. - 55 с